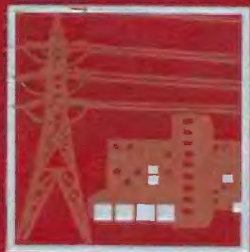


VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

И.Е.ЦИГЕЛЬМАН

Электроснабжение гражданских зданий и коммунальных предприятий



*учебник
для техникумов*



Рецензент

Шибает В. И. (главный инженер управления по проектированию жилищно-гражданского и коммунального строительства «Моспроект-1»)

Цигельман И. Е.

Ц58 Электроснабжение гражданских зданий и коммунальных предприятий: Учеб. для электромеханич. спец. техникумов.— 3-е изд., испр. и доп.— М.: Высш. шк. 1988.— 319 с.: ил.

В книге рассмотрены общие сведения об электрических станциях и режимах их работы, изложены теоретические вопросы светотехники; даны указания по проектированию и устройству осветительных установок; приведены принципиальные схемы построения питающих и распределительных сетей напряжением до 10 кВ; изложены методы определения осветительных и силовых нагрузок, общественных, жилых зданий и предприятий, расчеты сетей, общие сведения о работе релейной защиты и выполнении заземляющих устройств; рассмотрены принципиальные схемы распределительных пунктов и трансформаторных подстанций, даны расчеты токов короткого замыкания и выбор высоковольтного оборудования.

Третье издание (2-е вышло в 1982 г.) дополнено справочным материалом и новыми главами.

Ц 2302050000(4308000000)—101 КБ—5—15—87
001(01)—88

ББК 31.29-5
6П2.1

Настоящий учебник соответствует утвержденной программе по предмету «Электроснабжение гражданских зданий и коммунальных предприятий» и предназначен для учащихся электромеханических техникумов для специальности 0307. В третьем издании значительно расширены главы, в которых рассматриваются практические вопросы электроснабжения, электрических внешних и внутренних сетей и осветительных установок общественных и жилых зданий, увеличен объем справочного материала. Кроме того, написаны новые главы: «Основные городские потребители электрической энергии и графики нагрузок», «Электроснабжение городских потребителей» и «Заземляющие и зануляющие устройства в электрических установках».

В книге отражен многолетний опыт ведущих проектных организаций, занятых проектированием общественных и жилых зданий в Москве.

Приведенные в учебнике примеры расчетов и справочный материал (в гл. 15 примеры расчета даны без теоретического материала) могут быть использованы учащимися при выполнении курсовых и дипломных проектов.

Автор выражает глубокую благодарность рецензенту инженеру Шибаеву В. И. за ряд ценных замечаний, позволивших улучшить содержание книги.

Замечания и предложения по книге просим направлять по адресу: 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., 29/14, издательство «Высшая школа».

Автор

Развитие экономики нашей страны неразрывно связано с электрификацией всех отраслей народного хозяйства. Основными направлениями экономического и социального развития страны на 1986—1990 годы и на период до 2000 года предусмотрено довести в 1990 году выработку электроэнергии до 1840—1880 млрд. кВт·ч, в том числе на атомных электростанциях до 390 млрд. кВт·ч, обеспечить дальнейшее развитие энергетических мощностей в европейской части страны и на Урале путем сооружения крупных атомных, а в восточных районах страны — конденсационных тепловых электростанций и гидроэлектростанций.

С ростом промышленного и жилищно-общественного строительства в городах возникает необходимость сооружения новых городских электрических сетей и подстанций, и к ним предъявляются все более высокие требования надежного и бесперебойного снабжения электроэнергией потребителей.

В Постановлении Центрального Комитета КПСС и Совета Министров СССР от 8 апреля 1987 г. отмечается, что одной из важнейших социальных задач является превращение жилищно-коммунального хозяйства в высокотехнологизированную и надежно работающую отрасль народного хозяйства. Широкое внедрение механизации и автоматизации производственных процессов — одна из основ повышения производительности труда. Автоматизация производственных процессов находит все большее применение на городских предприятиях, объектах жилищно-общественного строительства. Повсеместное ее использование позволит сократить расходы электроэнергии, а также обеспечит надежную работу электропотребителей.

ТИПЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И РЕЖИМЫ ИХ РАБОТЫ

§ 1.1. Тепловые электрические станции

На электрических станциях различные виды природной энергии (энергия топлива, падающей воды, ветра, атомная и т. д.) с помощью электрических машин, называемых генераторами, преобразуются в электрическую энергию. Для приведения во вращение генераторов используются первичные двигатели — паровые машины, двигатели внутреннего сгорания, паровые, газовые и гидравлические турбины, ветродвигатели и др. В зависимости от вида энергии, потребляемой первичным двигателем, электрические станции можно подразделить на следующие основные типы: тепловые, атомные, гидравлические, ветряные, солнечные (гелиостанции) и геотермальные (использование подземных горячих вод).

Промышленная выработка электрической энергии осуществляется на тепловых, атомных и гидравлических станциях. Ветряные, солнечные и геотермальные электрические станции вследствие того, что их единичные мощности незначительны, используются в отдельных районах страны только для местных целей.

На тепловых электрических станциях (ТЭС) при сжигании топлива получают тепловую энергию, которая первичными двигателями преобразуется в механическую, а электрический генератор, соединенный с первичным двигателем, превращает механическую энергию в электрическую. В качестве органического топлива для получения тепловой энергии используют каменный уголь, торф, горючие сланцы, древесные отходы, естественный газ, нефть, мазут и др. Особенно широко используют твердое топливо, особенно угли различных месторождений, которые можно сжигать в топках котлов в кусковом виде на решетках или пылевидном состоянии, что более экономично.

Для вращения электрического генератора на тепловых станциях в качестве первичного двигателя используют паровые турбины, паровые машины, двигатели внутреннего сгорания, газовые турбины.

Электрические станции с поршневыми машинами и двигателями внутреннего сгорания строят на небольшие мощности и в основном используют для местных нужд.

Газовая турбина, как и двигатель внутреннего сгорания, работает на газе, получаемом при сгорании топлива. Она не имеет

недостатков двигателей внутреннего сгорания, обусловленных возвратно-поступательным движением поршня.

Использовать газовые турбины в энергетике выгодно, так как они имеют преимущества по сравнению с паровыми турбинами: например, капитальные вложения на единицу мощности примерно на 20% ниже по сравнению с паровыми; газовые турбины имеют высокую маневренность, т. е. быстроту запуска 1—1,5 мин, в то время как для ввода в действие паровой турбины требуется не менее 3—4 ч. Однако газовые турбины могут работать только на высокоценных видах топлива — природном газе или дизельном топливе, что препятствует использованию их на крупных электрических станциях, где применяют главным образом твердое топливо.

На тепловых электрических станциях промышленного значения роль первичного двигателя играют паровые турбины. Турбина, соединенная непосредственно с генератором электрической энергии, образует энергетический агрегат, называемый турбогенератором. Распространение паровых турбин обусловлено их преимуществами: они могут быть изготовлены на число оборотов, которое имеют современные генераторы (это дает возможность осуществить непосредственный привод без промежуточной передачи); обладают равномерностью хода, позволяющего получить постоянную частоту переменного тока; изготавливаются на большие мощности — 150—800 тыс. кВт и более (мощность турбины характеризуется мощностью приводного ею генератора). Станции с мощными турбогенераторами имеют более высокий коэффициент полезного действия. Паровая турбина дает возможность распределять тепловую энергию для выработки электроэнергии и отопления жилых домов и других городских или промышленных объектов.

Тепловые электрические станции делят на конденсационные (КЭС) и теплофикационные (ТЭЦ).

Конденсационные электрические станции. Паровые турбины, у которых отработанный пар подвергается конденсации в специальных конденсаторах, называют конденсационными. Соответственно электрические тепловые станции, снабжающие потребителей только электрической энергией и оборудованные конденсационными турбинами, называют также конденсационными (КЭС).

Основными цехами паротурбинной тепловой электрической станции являются котельная, зал турбогенераторов и электрическое распределительное устройство. Эти цехи обслуживаются вспомогательным оборудованием (насосы, вентиляторы, устройства для очистки питательной воды, подачи топлива и др.).

Рассмотрим принципиальную схему производственного процесса конденсационной паротурбинной электростанции (рис. 1.1). Кусковое топливо, поступающее из топливного склада 1, с помощью транспортера подается в топливный бункер 2, а затем в

дробильное устройство (шаровая мельница) 3, которое установлено перед паровым котлом 5. Полученное в дробильном устройстве пылевидное топливо мельничными вентиляторами вдувается к горелкам котла 4. Для лучшего горения топливной пыли холодный воздух, забираемый снаружи, подогревается дымовыми газами в воздухонагревателе 7, а затем дутьевым вентилятором 8 направляется в котел. В топке котла происходит процесс горения топлива, сопровождающийся выделением газов с температурой $1200\text{--}1600^\circ\text{C}$. Эти газы, омывая трубы внутри котла, по которым протекает вода, отдают свое тепло, и вода превращается в пар. Затем пар с температурой $540\text{--}560^\circ\text{C}$ и давлением $13\text{--}25\text{ МПа}$ поступает по паропроводу в паровую турбину 20.

Вследствие разности давлений пара, поступающего в турбину и выходящего из нее, а также разности температур пар, расширяясь при прохождении через все ступени турбины, совершает механическую работу, т. е. вращает вал турбины, а вместе с ним и генератор 19.

Газы после выхода из котла имеют еще высокую температуру — порядка $350\text{--}450^\circ\text{C}$.

Для полного использования энергии газов на пути их следования установлен водяной экономайзер 6, который дополнительно подогревает питательную воду. Продолжая свой путь, газы проходят через золоулавливатель, а затем отсасывающим дымососом 10 выбрасываются в дымовую трубу 9.

Механическая работа, совершаемая паром в турбине, возрастает с увеличением разности давлений и температур между поступающим в турбину и выходящим из нее паром. Поэтому чем больше используется тепловая энергия пара для совершения механической работы, тем выше КПД турбины. Для увеличения разности давлений наряду с повышением параметров поступающего в турбину пара стремятся также снизить давление пара, выходящего из нее, т. е. на выходе из турбины пар должен иметь давление ниже атмосферного. Отработанный пар, еще с некоторым запасом тепловой энергии, направляется по трубам в конденсатор 18. Конденсатор представляет собой цилиндр, внутри него расположены трубы, по которым протекает холодная вода. Отработанный пар, омывая эти трубы, отдает часть своей тепло-

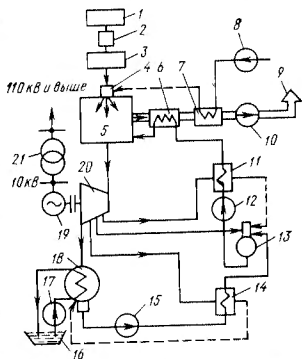


Рис. 1.1. Принципиальная технологическая схема КЭС

ты, в результате чего он охлаждается и превращается в дистиллированную воду. С помощью насоса 15 конденсат направляется через подогреватель низкого давления 14 в деаэратор 13, служащий для очистки конденсата от растворенных газов, особенно кислорода, так как он вызывает интенсивную коррозию труб котла. В деаэраторе хранится питательная вода, восполняющая потери пара и воды, поэтому добавочная вода, поступающая в него, предварительно проходит через водоочистительную установку. Из деаэратора питательная вода насосом 12 через подогреватель высокого давления 11 и водяной экономайзер 6 подается в котел.

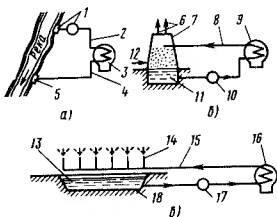


Рис. 1.2. Схемы водоснабжения конденсаторов паровых турбин:

1 — водозабор и насосная; 2 — напорный трубопровод холодной воды; 3 — конденсаторы турбин; 4 — сливной трубопровод нагретой воды; 5 — водосбор; 6 — выход нагретого воздуха; 7 — градирня; 8 — нагретая вода; 9 — конденсаторы турбин; 10 — циркуляционный насос охлажденной воды; 11 — охлажденная вода; 12 — вход холодного воздуха; 13 — охлажденная вода; 14 — брызгало; 15 — нагретая вода; 16 — конденсаторы турбин; 17 — циркуляционный насос охлажденной воды; 18 — брызгальный бассейн

Для конденсации пара в конденсатор насосом 17 подают холодную воду из реки, пруда или с другого источника водоснабжения 16. Так как через трубы конденсатора протекает большое количество воды, ее температура на выходе из конденсатора не превышает 25—36°C. Вода с такой температурой не может быть использована в промышленности и в быту, поэтому ее вновь сбрасывают в реку или пруд (рис. 1.2, а). При отсутствии естественных водоемов применяют искусственные охладители в виде башен-охладителей (градирен) (рис. 1.2, б) или брызгальных бассейнов (рис.

1.2, в). Таким образом, на конденсационной электрической станции циркуляция воды, пара и конденсата происходит по замкнутому циклу.

Вырабатываемая генераторами станций электрическая энергия при напряжении 10 кВ подается на открытую повышающую трансформаторную подстанцию 21, на которой генераторное напряжение 10 кВ повышается до 110, 220 или 500 кВ и более, и по линиям электропередачи (ЛЭП) передается в районы потребления. Тепловые конденсационные электрические станции имеют невысокий КПД. Только 30—40% энергии топлива превращается в электрическую энергию, а остальная часть теряется с отходящими газами, выбрасываемыми в атмосферу через дымовую трубу, и с циркуляционной водой, проходящей через конденсатор турбины. Таким образом, работа конденсационных станций на привозном топливе экономически невыгодна. В большинстве случаев крупные конденсационные электрические станции, называемые Государственными районными электриче-

скими станциями (ГРЭС), сооружаются в районах расположения природных запасов низкосортного топлива и снабжают электрической энергией потребителей, находящихся на значительном расстоянии от них.

Теплофикационные электрические станции. Эти станции, предназначенные не только для выработки электрической энергии, но и для снабжения теплом (горячая вода, пар) потребителей, расположенных близко к станции, называют теплоэлектроцентралями (ТЭЦ). На этих станциях в качестве первичного двигателя установлены теплофикационные турбины. Потребителями тепловой энергии могут быть промышленные и коммунальные предприятия, предприятия бытового назначения (бани, прачечные, фабрики химчистки и т. д.), административно-общественные здания и жилые дома, использующие тепло для производственных нужд и отопления. Экономически целесообразно передавать пар от станции до тепловых потребителей на расстояние не более 5 км, а горячую воду — до 40 км. Так как потребители тепловой энергии в большинстве случаев располагаются в городах, теплофикационные станции строят внутри городов или вблизи них. Централизованное снабжение горячей водой и паром городских и поселковых потребителей от теплоэлектроцентрали дает возможность ликвидировать многочисленные неэкономичные мелкие отопительные и промышленные котельные установки. Отличие принципиальной схемы паротурбинной теплофикационной электростанции от схемы конденсационной станции состоит в том, что весь пар, поступающий в турбину, после его расширения разветвляется на два потока. Один поток отводится от промежуточных ступеней турбины и направляется в водонагревательную установку (бойлер), из которой горячая вода по трубопроводам подается для отопления зданий и других нужд городского хозяйства; другой проходит все ступени турбины и, расширяясь, совершает механическую работу, т. е. используется для выработки электрической энергии.

В зависимости от потребности в паре и горячей воде изменяется количество пара, отводимого от промежуточных ступеней турбины. Чем больше пара отбирается для теплофикации, тем меньше поступает в конденсатор. При этом выработка электрической энергии снижается, но зато уменьшаются потери теплоты, уносимой с циркуляционной водой. При экономичной работе теплофикационных электрических станций, т. е. при одновременном отпуске потребителям оптимальных количеств электроэнергии и теплоты, КПД их достигает 60—70%. В периоды, когда полностью прекращается потребление теплоты (например, неотопительный сезон), КПД станций снижается. Наиболее экономична эксплуатация теплофикационной станции при круглогодичном отпуске теплоты потребителям. Вследствие различных режимов работы потребителей тепловой и электрической энергии может оказаться, что в отдельные периоды года потребность в электро-

энергии больше, чем может произвести данная станция, или производительность станции превысит потребность потребителей электрической энергии.

Для более эффективной работы теплофикационной станции генераторы электрической энергии соединяют с другими электрическими станциями в энергосистему. Это дает возможность забрать дополнительную энергию из сети энергосистемы, если потребность в ней местных потребителей превышает количество вырабатываемой на станции энергии. Если же местные потребители используют меньше энергии, чем вырабатывается, то часть ее передается в сеть энергосистемы.

§ 1.2. Атомные электрические станции

Отличие атомной электростанции (АЭС) от тепловой заключается в том, что на АЭС в качестве топлива используется процесс деления ядер атомов урана, плутония, тория и др. На этих станциях вместо котельных агрегатов установлены атомные реакторы, в которых в результате деления ядер расщепляющегося материала выделяется огромное количество тепловой энергии. В качестве расщепляемого материала используется природный и обогащенный уран. Природный состоит из изотопа урана-235, составляющего только 0,7%, и изотопа урана-238, составляющего основную часть, т. е. 99,3% природного урана. При обогащении урановой руды содержание урана-235 увеличивается до 3—5%. На атомных электрических станциях применяются реакторы, в которых происходит реакция деления ядер урана-235. Ядро урана-235 делится под действием нейтронов любой энергии, особенно при относительно малых их значениях (и скоростей). Такие реакторы называются реакторами, работающими на тепловых или медленных нейтронах, в них эффективность использования урановых руд очень низкая. При делении ядер урана-235 уран-238 не вовлекается в реакцию, так как для деления его более тяжелого ядра нужны большие энергии нейтрона (и, следовательно, скорости). Такие нейтроны называются быстрыми. В зависимости от энергий нейтронов, осуществляющих деление ядер в реакторах, различают реакторы на тепловых и быстрых нейтронах.

Количество энергии, выделяемой в реакторе в единицу времени, зависит от интенсивности происходящей в нем реакции. В качестве замедлителя и регулятора цепной реакции используются в основном природная или тяжелая вода и графит, обладающие способностью поглощать нейтроны. В качестве теплоносителя используются природная вода, углекислый газ, гелий и др. Назначение теплоносителя заключается в отводе теплоты, выделяющейся в реакторе при высвобождении внутриядерной энергии и преобразовании ее в тепловую.

В настоящее время используются реакторы на тепловых нейтронах: реакторы канального типа ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор), в которых вода применяется в качестве замедлителя и теплоносителя, и реакторы типа РБМК (реактор большой мощности канальный), в которых замедлителем является графит, а теплоносителем — вода.

Современные реакторы типа ВВЭР изготавливаются на единичную электрическую мощность в 1 млн. кВт в одном блоке, а реакторы типа РБМК — в 1-1,5 млн. кВт. На АЭС с реакторами на тепловых нейтронах тепловые схемы выполняют одно- или двухконтурными. Если контуры теплоносителя (воды) и рабочего тела (пара) не разделены, то станцию называют одноконтурной (рис. 1.3); если контуры теплоносителя и рабочего тела разделены, то — двухконтурной (рис. 1.4).

Одноконтурные схемы проще и экономичнее по сравнению с двухконтурными, однако в одноконтурных все оборудование работает в радиационных условиях, что осложняет его эксплуата-

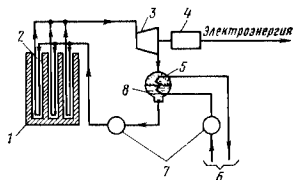


Рис. 1.3. Принципиальная одноконтурная схема АЭС:

1 — реактор; 2 — рабочие каналы; 3 — турбина; 4 — генератор; 5 — конденсатор; 6 — циркуляционная холодная вода; 7 — циркуляционные насосы; 8 — конденсат

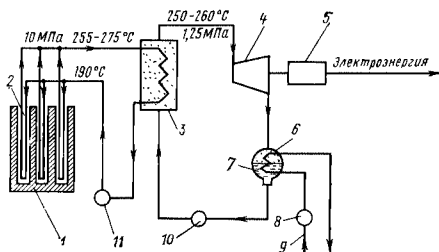


Рис. 1.4. Принципиальная двухконтурная схема АЭС с реактором канального типа:

1 — реактор; 2 — рабочие каналы; 3 — парогенератор; 4 — турбина; 5 — генератор; 6 — конденсатор; 7 — конденсат; 8 — циркуляционный насос; 9 — циркуляционная холодная вода; 10 — питательный насос; 11 — циркуляционный насос

Социалистические страны (СССР, Болгария, Венгрия, ГДР, Польша, Румыния и Чехословакия) создали Единую энергетическую систему с названием «Мир».

ГЛАВА 2

ОСНОВНЫЕ ГОРОДСКИЕ ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ГРАФИКИ НАГРУЗОК

§ 2.1. Основные городские потребители электрической энергии

Электроэнергия, вырабатываемая на станциях по соответствующим системам электрических сетей различных напряжений, направляется к потребителям электроэнергии. Питание многочисленных групп городских потребителей, в зависимости от размера города и числа его жителей, осуществляется в каждом конкретном случае по своей системе электроснабжения. Потребителями электроэнергии небольших городов являются гражданские здания (жилые и общественные здания), предприятия коммунально-бытового назначения и предприятия, обслуживающие нужды города. В больших городах могут быть еще крупные промышленные предприятия и электрический транспорт (трамвай, троллейбус, метро).

Основными группами электропотребителей, составляющими суммарную нагрузку жилых зданий, являются светильники общего и местного освещения квартир и лестничных клеток, различные электробытовые приборы (холодильники, теле- и радиоприемники, нагревательные приборы и т. п.), силовые электроприемники (лифтовые установки, вентиляторы, насосы и др.). Крупными потребителями электроэнергии являются общественные здания, состоящие из зданий и помещений различного назначения и разнообразных по технологическим процессам. К ним относятся организации и учреждения управлений, предприятия торговли, общественного питания и бытового обслуживания населения, лечебные учреждения, учреждения просвещения, зрелищные предприятия, детские дошкольные учреждения, спортивные сооружения и др. Потребление электроэнергии общественными зданиями в основном определяется их осветительной нагрузкой и нагрузкой от технологического и сантехнического оборудования. Характерными группами потребителей электрической энергии на промышленных предприятиях являются осветительные установки, электродвигатели производственных механизмов (станки, подъемно-транспортные устройства, компрессоры, вентиляторы, насосы), сварочные установки, электрические печи и др.

§ 2.2. Графики электрических нагрузок городских потребителей

Электрическая энергия одновременно с ее производством должна потребляться. Поэтому генераторы станции развивают в каждый момент времени такую мощность, которую потребляют в данный момент все электроприемники, подключенные к сети. Нагрузка отдельных потребителей и суммарная нагрузка многих потребителей, подключенных к сети, изменяется как по часам, так и по дням в течение года. Одновременно изменяется и режим работы электростанций и трансформаторных подстанций. Так, например, осветительная нагрузка жилых и общественных зданий, а также предприятий отличается большой неравномерностью в разное время суток. Днем нагрузка небольшая, к вечеру она возрастает до максимума, а ночью резко падает и к утру снова возрастает. Электрическая силовая нагрузка промышленных предприятий более равномерна в течение дня и зависит в основном от числа смен и режима рабочего дня на предприятии.

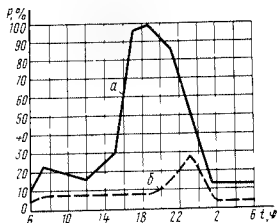


Рис 2.1 Суточные графики осветительной нагрузки города
а — зимний день б — летний день

Представление о характере изменения электрических нагрузок во времени дают графики нагрузок. По продолжительности они могут быть суточными и годовыми. Если откладывать по оси абсцисс часы суток, а по оси ординат — потребляемую в каждый момент времени мощность в процентах от максимальной мощности, то получим суточный график нагрузки. На рис. 2.1 изображены характерные суточные графики зимнего (октябрь — март) и летнего (апрель — сентябрь) периодов осветительной нагрузки города. Как видно из графика, максимальная нагрузка для зимнего дня наступает между 17 и 20 ч (кривая а), для летнего дня — между 22 и 23 ч (кривая б). Таким образом, летний максимум (мощность в часы пик) наступает позднее и значительно меньше по абсолютной величине, чем в зимний день. Дневной минимум также уменьшается.

За основу при построении графиков нагрузок принимается зимний суточный график. Его $P_{\max}$ принимается за 100%, а ординаты других графиков в различные периоды времени задаются в процентах от его значения.

На рис. 2.2 изображены характерные суточные графики активной мощности (в процентах от максимальной мощности)

крупного города с учетом нагрузок от освещения, а также силового оборудования коммунальных предприятий, электрифицированного транспорта (метро, трамвай, троллейбус) и др.

Годовой график характеризует длительность работы электрической установки в течение года с переменной нагрузкой.

Для построения годового графика по продолжительности используют характерные суточные графики нагрузок (зимний и летний). Для средней полосы страны можно условно принять

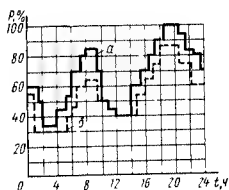


Рис. 2.2. Суточные графики электронагрузки города

a — зимний день; *b* — летний день

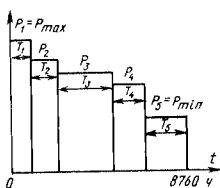


Рис. 2.3. Годовой график по продолжительности нагрузок

продолжительность зимнего периода 183 дня, летнего — 182. На оси ординат годового графика по продолжительности в соответствующем масштабе откладывают нагрузки в киловаттах от $P_{\max}$ до $P_{\min}$, а по оси абсцисс — часы года от 0 до 8760 ($24 \times 365 = 8760$) (рис. 2.3).

График строят следующим образом: через оба суточных графика (зимний и летний) проводят ряд горизонтальных линий, расстояние между которыми выбирают произвольно. Чем меньше расстояние, тем график точнее. Определив по обоим суточным графикам длительность какой-либо нагрузки и умножив на число часов работы в этом режиме, находим продолжительность нагрузки за рассматриваемую часть года. Повторяя такие операции для каждой последующей убывающей по величине нагрузки и откладывая ее на оси ординат, а продолжительности на оси абсцисс, получим годовую график по продолжительности.

На основании суточных графиков потребителей электроэнергии персонал электростанции подготавливает остановку нужного количества генераторов при снижении нагрузки и подготавливает к пуску резервные генераторы при увеличении потребления электроэнергии. По этим же графикам определяют мощность подстанции. Графики по продолжительности используют для составления балансов расхода электроэнергии, определения расхода топлива и т. д.

По графикам нагрузок (рис. 2.2) показатели, характеризующие работу потребителя электроэнергии, площадь, ограниченная кривой графика активной нагрузки (P), численно равна энергии, потребляемой электроустановкой (W_n) за рассматриваемый период (T).

Потребляемая энергия (рис. 2.3)

$$W_n = P_1 T_1 + P_2 T_2 + P_3 T_3 + P_4 T_4 + P_5 T_5.$$

В общем виде

$$W_n = \sum P_i T_i, \quad (2.1)$$

где W_n — потребляемая электроэнергия, кВт·ч; P_i и T_i — соответственно активная нагрузка (кВт) и продолжительность (часы) ступени.

Средняя нагрузка электроустановки

$$P_{cp} = W_n / T. \quad (2.2)$$

Коэффициент заполнения графика (K_{zg}) характеризует степень неравномерности графика во времени:

$$K_{zg} = W_n / T P_{max} = P_{cp} / P_{max}. \quad (2.3)$$

Из выражения (2.3) видно, что равномерность графика возрастает и значение K_{zg} приближается к единице, если средняя нагрузка потребителя в течение рассматриваемого периода (сутки, год) близка к максимальной.

ГЛАВА 3

ОСНОВНЫЕ СВЕТОТЕХНИЧЕСКИЕ ПОНЯТИЯ И ЕДИНИЦЫ

§ 3.1. Световой поток. Пространственная плотность светового потока. Сила света

Одним из основных понятий в системе световых величин является световой поток, так как он определяет эффективность действия лучистого потока, воспринимаемого глазом как световое излучение.

Часть мощности лучистой энергии (лучистого потока), воспринимаемую человеческим глазом как световое ощущение, называют световым потоком (Φ). В практике за единицу измерения светового потока принят люмен (лм).

Источники света в виде светящейся точки излучают световой поток по всем направлениям равномерно. Источники света в технике излучают световой поток в пространстве неравномерно, вследствие чего он имеет неодинаковую плотность

Пространственная плотность светового потока называется *силой света*.

При неравномерном излучении источником света светового потока сила света I численно определяется как отношение бесконечно малого светового потока $d\Phi$, равномерно распределенного в пределах бесконечно малого телесного угла $d\omega$ с вершиной у источника света, к величине этого телесного угла:

$$I = d\Phi/d\omega. \quad (3.1)$$

При равномерном распределении светового потока в пределах телесного угла, имеющего конечные размеры, сила света в направлении оси угла

$$I = \Phi/\omega. \quad (3.2)$$

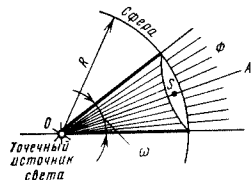


Рис. 3.1. Телесный угол

Часть пространства, ограниченная конической поверхностью, называется телесным или пространственным углом. Величина телесного угла определяется как отношение площади участка сферы S , на которую телесный угол опирается, к квадрату радиуса сферы R^2 (рис. 3.1):

$$\omega = S/R^2. \quad (3.3)$$

Единицей телесного (пространственного) угла является стерадиан (ср).

Величина телесного угла в 1 ср представляет собой телесный угол, который вырезает на поверхности сферы площадь, равную квадрату радиуса данной сферы

$$\omega = S/R^2 = R^2/R^2 = 1 \text{ ср}. \quad (3.4)$$

Наибольший телесный угол, охватывающий все пространство вокруг светящейся точки (сферы),

$$\omega = 4\pi R^2/R^2 = 4\pi, \quad (3.5)$$

где $4\pi R^2$ — полная поверхность сферы (шара).

Часто в практике пользуются понятием средней сферической силы света, представляющей собой отношение полного светового потока, излучаемого источником света, к полному углу сферы:

$$I_{\text{ср сф}} = \Phi/4\pi. \quad (3.6)$$

По решению 13-й Генеральной конференции по мерам и весам в 1967 г. за единицу силы света принята кандела. Одна кандела (кд) представляет силу света точечного источника, излучающего равномерно световой поток, равный 1 лм внутри те-

лесного угла в 1 ср:

$$1 \text{ кд} = 1 \text{ лм} / 1 \text{ ср}. \quad (3.7)$$

Пример 3.1. Световой поток источника света в 400 лм равномерно распределен в пределах телесного угла 0,5 ср. Определить силу света источника.

Решение. По формуле (3.2) $I = \Phi / \omega = 400 / 0,5 = 800$ кд.

Пример 3.2. Определить световой поток источника света в виде светящегося шара, сила света которого по всем направлениям составляет 30 кд.

Решение. По формуле (3.2) $I = \Phi / \omega$ телесный угол шара $\omega = 4\pi$. Световой поток источника $\Phi = 4\pi I = 4 \cdot 3,14 \cdot 30 = 376,8$ лм.

Пример 3.3. Определить среднюю сферическую силу света электрической лампы накаливания 220 В, 100 Вт, которая излучает световой поток 1320 лм.

Решение. По формуле (3.6) $I_{\text{ср сф}} = \Phi / 4\pi = 1320 / 4 \cdot 3,14 = 105,1$ кд.

§ 3.2. Поверхностная плотность светового потока.

Освещенность

Световой поток, падая на любую поверхность, освещает ее. Для количественной оценки плотности светового потока на освещаемой поверхности пользуются понятием освещенности, т. е. отношением светового потока к площади освещаемой им поверхности:

$$E = \Phi / S, \quad (3.8)$$

где Φ — световой поток, падающий равномерно на освещаемую поверхность, лм; S — площадь освещаемой поверхности, м².

При неравномерном освещении поверхности, т. е. при разной поверхностной плотности светового потока, освещенность поверхности определяется выражением

$$E = d\Phi / dS, \quad (3.9)$$

где $d\Phi$ — бесконечно малая величина светового потока, равномерно распределяющегося в пределах бесконечно малого участка dS освещаемой поверхности.

Средняя освещенность при неравномерном распределении светового потока по освещаемой поверхности

$$E_{\text{ср}} = \Phi / S. \quad (3.10)$$

Единица освещенности называется люксом (лк). Освещенность, равная 1 лк, будет иметь место, если на освещенную поверхность в 1 м² падает равномерно распределенный световой поток в 1 лм:

$$1 \text{ лк} = 1 \text{ лм} / 1 \text{ м}^2. \quad (3.11)$$

Освещенность в какой-либо точке освещаемой поверхности можно определить по силе света. Найдем соотношение между освещенностью поверхности и силой света точечного источника света (рис. 3.2). Элемент dS поверхности S освещается точечным источником света A . Пусть сила света источника A в направлении элемента поверхности dS равна I_a , а расстояние между ис-

точником света и элементом dS равно l . Обозначим угол между нормалью к элементу dS и направлением силы света через α , а элементарный телесный угол — через $d\omega$. Согласно выражению (3.3) величина

$$d\omega = \frac{dS \cos \alpha}{l^2}. \quad (3.12)$$

Согласно выражению (3.1) световой поток, падающий на элемент,

$$d\Phi : Id\omega = \frac{I_\alpha dS \cos \alpha}{l^2}. \quad (3.13)$$

Согласно выражению (3.9) освещенность элемента dS

$$E = \frac{d\Phi}{dS} = \frac{I_\alpha dS \cos \alpha}{dS l^2} = \frac{I_\alpha \cos \alpha}{l^2}, \quad (3.14)$$

т. е. освещенность данной точки поверхности, расположенной под углом α к падающему световому потоку, прямо пропорциональна силе света, направленного к ней, и косинусу угла между падающим лучом и нормалью к освещаемой поверхности и обратно пропорциональна квадрату расстояния освещенной точки от источника света.

Рис. 3.2. К выводу зависимости между освещенностью и силой света

Если освещаемая поверхность перпендикулярна падающему световому потоку, то угол $\alpha = 0^\circ$ и $\cos \alpha = 1$, тогда

$$E = I/l^2. \quad (3.15)$$

Пример 3.4. Определить среднюю освещенность на поверхности стола площадью $0,9 \text{ м}^2$, если над столом подвешена электрическая лампа накаливания мощностью 60 Вт , 220 В со световым потоком $\Phi_{\text{л}} = 790 \text{ лм}$. На поверхность стола падает световой поток, равный $0,1\Phi_{\text{л}}$.

Решение. Находим световой поток, падающий на поверхность стола: $\Phi_{\text{пад}} = 0,1\Phi_{\text{л}} = 0,1 \cdot 790 = 79 \text{ лм}$.

Определяем среднюю освещенность на поверхности стола по формуле (3.8): $E = \Phi_{\text{пад}}/S = 79/0,9 = 88 \text{ лк}$.

Пример 3.5. В центре комнаты на высоте 3 м от пола подвешен источник света. Определить освещенность на полу в центре комнаты в точке C и на расстоянии 2 м от центра в точке B , если сила света источника по всем направлениям составляет 200 кд (рис. 3.3).

Решение. Освещенность на полу в центре комнаты определяют по формуле (3.15):

$$E = I/AC^2 = 200/3^2 = 22,2 \text{ лк},$$

в точке B находят по формуле (3.14):

$$E = \frac{I_\alpha \cos \alpha}{AB^2} = \frac{200 \cdot 0,83}{3,6^2} = 13 \text{ лк}.$$

Расстояние от источника А до точки В:

$$AB = \sqrt{3^2 + 2^2} = 3,6 \text{ м}; \quad \cos \alpha = AC/AB = 3/3,6 = 0,83.$$

§ 3.3. Яркость

Световой поток от источника света, падая на поверхность какого-либо предмета, частично ею отражается. При наблюдении в глаз наблюдателя попадает лишь часть отраженного светового потока от поверхности предмета, вызывающая зрительное восприятие. Чем больше отраженного светового потока от поверхности предмета попадает в глаз наблюдателя, тем сильнее зрительное ощущение этого предмета. Поверхности предметов с различными окрасками и отражающими свойствами при равной освещенности воспринимаются по-разному органом зрения наблюдателя. Так, например, поверхность куска мела, имеющего лучшие отражающие свойства, чем поверхность куска угля, отражает больше светового потока в направлении глаза наблюдателя и лучше видна. Таким образом, освещенный предмет тем лучше виден, чем большую силу света (плотность светового потока) отражает его поверхность в направлении глаза наблюдателя, а также чем больше видна его поверхность. Условия видения количественно характеризуются величиной яркости.

Яркостью освещаемой поверхности в каком-либо направлении называется отношение силы света, излучаемой поверхностью в данном направлении, к площади проекции освещаемой поверхности на плоскость перпендикулярно тому же направлению (рис. 3.4). Если лучи от плоской освещаемой поверхности, направленные к глазу человека, перпендикулярны этой поверхности, то яркость освещаемой поверхности

$$L = I S, \quad (3.16)$$

где L — яркость; I — сила света, перпендикулярная освещаемой поверхности, кд; S — площадь поверхности, м^2 .

Если глаз рассматривает освещаемую поверхность под углом α , ограниченным нормалью к этой поверхности и линией зрения, то он увидит часть этой поверхности, т. е. площадь ее проекции на плоскость, перпендикулярную линии зрения: $S_{\perp} = S \cos \alpha$.

Для равномерно освещаемой поверхности яркость в любом направлении

$$L_{\alpha} = I_{\alpha} (S \cos \alpha). \quad (3.17)$$

При неравномерном освещении поверхности

$$L_{\alpha} = \frac{dI_{\alpha}}{dS \cos \alpha}. \quad (3.18)$$

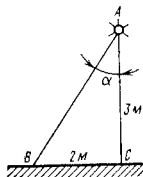


Рис. 3.3. Схема к примеру 3.5

Следует знать, что понятие яркости применимо не только к освещаемым поверхностям, но и к источникам света.

Единицей яркости служит кандела на квадратный метр ($\text{кд}/\text{м}^2$).

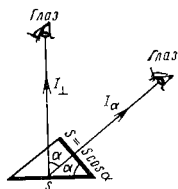
Источник света, имеющий форму шара диаметром D и излучающий равномерно во все стороны силу света I , обладает яркостью

$$L = I \cdot S_{\text{шара}}. \quad (3.19)$$

Зная, что проекция шара в любом направлении равно площади круга $\pi D^2/4$, можно определить среднюю яркость светящегося шара:

$$L = 4I \cdot \pi D^2. \quad (3.20)$$

Рис. 3.4. Яркость поверхности



Средняя яркость светящегося цилиндра в направлении нормали к оси

$$L = I/l, \quad (3.21)$$

где D и l — диаметр и длина цилиндра, м.

Пример 3.6. Определить среднюю яркость светильника в виде шара из молочного стекла диаметром 200 мм. Светильник равномерно излучает в пространство свет силой 110 кд.

Решение. По выражению (3.20)

$$L = \frac{4I}{\pi D^2} = \frac{4 \cdot 110}{3,14 \cdot 0,2^2} = 3417 \text{ кд}/\text{м}^2.$$

ГЛАВА 4

СОВРЕМЕННЫЕ ИСТОЧНИКИ СВЕТА

§ 4.1. Лампы накаливания

Источники света можно разделить на две группы: 1) основанные на принципе теплового излучения и 2) газоразрядные. К первой относятся лампы накаливания общего назначения и галогенные (КГ и КИ), ко второй — трубчатые, люминесцентные лампы низкого давления, ртутные лампы высокого давления с исправленной цветностью (ДРЛ), металлогалогенные (ДРИ), ксеноновые (ДКсТ) и натриевые низкого и высокого давления.

Из курса физики известно, что твердое тело при нагревании выделяет лучистую энергию, количество которой увеличивается с повышением температуры. При низких температурах телом излучаются почти невидимые инфракрасные лучи, длина волны которых больше, чем у световых лучей. С повышением температуры происходит не только увеличение излучаемой телом лучи-

стой энергии, но и изменение состава спектра. При этом быстро увеличивается видимое излучение, световые лучи которого имеют более короткие волны. Тело начинает светиться сначала вишнево-красным, затем красным, оранжевым и наконец белым светом. На принципе теплового излучения и основана работа электрических ламп накаливания. При протекании тока через нить накала лампы она нагревается. Нить накала, изготавливаемая из тугоплавкого металла — вольфрама (температура плавления около 3400°C), накаляется до $2500\text{--}2700^{\circ}\text{C}$. Чем выше температура нити, тем больше света она излучает. Однако температура может повышаться до предела, обусловленного температурой плавления вольфрама. Лампы накаливания имеют низкий коэффициент полезного действия. Только 2—4% потребляемой электрической энергии превращаются в энергию видимых излучений, т. е. в видимый свет, а остальная часть расходуется на невидимые глазом излучения и тепловые потери. Несмотря на низкую экономичность таких ламп, благодаря простоте их конструкции, дешевизне и удобству эксплуатации они широко применяются для освещения жилых домов, вспомогательных помещений промышленных и общественных зданий, а также наружного освещения.

Устройство современной лампы накаливания показано на рис. 4.1. Лампы накаливания мощностью до 150 Вт изготавливают пустотными (вакуумными). Отсутствие воздуха в колбе предохраняет вольфрамовую нить от окисления, увеличивая срок службы. Кроме того, посредством конвенции снижаются тепловые потери.

Лампы накаливания большей мощности изготавливают газонаполненными, т. е. после откачки воздуха колбу заполняют инертными газами и их смесями. Газовая среда, окружая раскаленную вольфрамовую нить, уменьшает скорость ее испарения, создавая условия для повышения температуры нити накала, а следовательно, увеличения светового потока. Таким образом, температура нити газонаполненных ламп всегда выше, чем у вакуумных ламп с тем же сроком службы. Однако наличие газовой среды в колбе увеличивает тепловые потери по сравнению с потерями в вакуумной лампе.

Для наполнения ламп используют тяжелые малотеплопроводные газы или их смеси, например, аргон с добавкой азота (14—16%). В последнее время колбы ламп стали заполнять

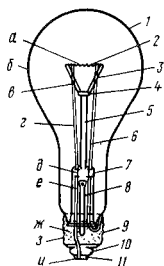


Рис. 4.1. Конструкция осветительной лампы накаливания общего назначения:

1 — колба; 2 — спираль; 3 — крючки; 4 — линза; 5 — штабик; 6 — электроды; 7 — лопатки; 8 — штангель; 9 — цоколь; 10 — изолятор; 11 — нижний контакт. Материалы. а — вольфрам; б — молибден; в — никель; г — медь; е — сталь, никель; ж — цокольная мастика; з — латунь; и — свинец, олово

криптоноксеноновой смесью, которая дает возможность еще выше поднять температуру нити, а следовательно, значительно повысить световой поток. Но ввиду трудности получения редких газов криптона и ксенона в больших количествах ламп, заполняемых этими газами, выпускают пока мало. Для уменьшения потерь нить накала лампы свертывается в спираль. Значительно снижаются потери при изготовлении нити в виде двойной спирали (биспиральные лампы). Эти лампы мощностью 40, 60 и 100 Вт выпускают как вакуумные, так и с криптоновым наполнением.

Основными характеристиками ламп накаливания являются номинальное напряжение, электрическая мощность, световой поток, световая отдача и средняя продолжительность горения.

Номинальное напряжение лампы — это напряжение в вольтах, при котором лампа должна работать. Оно указано на цоколе или колбе. В осветительных сетях применяют лампы напряжением 127 и 220 В, а для местного освещения — 12—36 В.

Номинальная электрическая мощность лампы — это расчетная электрическая мощность, потребляемая лампой при ее включении на номинальное напряжение. Мощность лампы указывается на колбе.

Световой поток, излучаемый лампой при ее включении на номинальное напряжение, должен соответствовать нормированному. Он зависит от потребляемой лампой мощности и температуры нити накала. При работе лампы вольфрамовая нить под действием высокой температуры постепенно испаряется и диаметр ее уменьшается. Это приводит к уменьшению потребления лампой мощности и, следовательно, к уменьшению излучаемого ею светового потока; кроме того, он уменьшается и в результате испарения частиц вольфрама, которые, оседая на внутренние части колбы, делают ее менее прозрачной. Учитывая это, ГОСТ допускает уменьшение светового потока ламп, горевших 75% номинального срока службы, на 15%.

В табл. 4.1 приведены световые и электрические характеристики ламп накаливания общего назначения (ГОСТ 2239—79).

Световая отдача характеризуется отношением излучаемого ею светового потока Φ к электрической мощности P , потребляемой лампой (лм/Вт):

$$\Psi = \Phi / P. \quad (4.1)$$

Из формулы видно, что чем больше световой поток лампы на единицу потребляемой мощности, тем она экономичнее. Следовательно, световая отдача характеризует экономичность лампы и возрастает с увеличением ее мощности и тем выше, чем меньше напряжение, на которое лампа рассчитана. Это объясняется тем, что у мощных ламп и ламп более низкого напряжения диаметр нити накала больше, чем у ламп малой мощности и

Таблица 4.1

Мощность лампы, Вт	Тип лампы	Световой поток лампы, лм, при напряжении, В		Мощность лампы, Вт	Тип лампы	Световой поток лампы, лм, при напряжении, В	
		127	220			127	220
15	В	135	105	150	Г	2 280	2 090
25	В	260	220	150	Б	—	2 100
40	Б	490	400	200	Г	3 200	2 800
40	БК	520	460	200	Б	—	2 920
60	Б	820	715	300	Г	4 950	4 600
60	БК	875	790	500	Г	9 100	8 300
100	Б	1560	1350	750	Г	—	13 100
100	БК	1630	1450	1000	Г	19 500	18 600

Примечание. Буквенные обозначения ламп В — вакуумная, Г — газополная, Б — биспиральная, БК — биспиральная криптоновая.

ламп с более высоким номинальным напряжением, и поэтому они допускают более высокую температуру нагрева нити, а следовательно, имеют более высокую светоотдачу.

У ламп 220 В световая отдача изменяется от 6,7 лм/Вт для лампы мощностью 15 Вт до 19,1 лм/Вт для лампы мощностью 1500 Вт. У ламп 127 В световая отдача на 10—12% выше, чем у ламп 220 В.

Средняя продолжительность горения лампы определяется временем разрушения нити накала вследствие испарения вольфрама под действием высокой температуры. Срок службы ламп находят как среднее арифметическое из сроков службы отдельных ламп испытываемой партии. Средний срок службы нормальных ламп составляет 1000 ч горения при условии поддержания неизменного номинального напряжения. При этом в конце срока горения световой поток должен составлять не менее 85% его первоначального значения.

Световой поток, световая отдача и срок службы лампы зависят от значения подводимого к ней напряжения. В табл. 4.2 указаны изменения этих характеристик в зависимости от подводимого к лампе напряжения.

Как следует из таблицы, при снижении напряжения в сети световая отдача и световой поток значительно уменьшаются, а срок службы возрастает, при увеличении — отдача возрастает, а срок службы резко снижается. Снижение напряжения у ламп по сравнению с номинальным приводит к тому, что спектр излучения меняется. При этом освещаемые предметы кажутся окрашенными в другие цвета. Например, предметы желтого цвета кажутся белыми, темно-синего — черными и т. д. Особенно сильно это явление наблюдается при маломощных лампах.

Лампы накаливания искажают цветопередачу, поэтому для освещения рабочих поверхностей, требующих определения различных цветов и оттенков, их не используют.

Подводимое напряжение	Световой поток	Световая отдача	Срок службы
% от номинального значения			
90	70	80	360
95	84	90	160
98	93	95	105
100	100	100	100
103	111	105	80
105	119	110	60
110	137	125	40

Промышленность выпускает лампы накаливания с зеркальным отражающим слоем (зеркальные лампы), которые отличаются от обычных ламп накаливания формой и конструкцией колбы. У этих ламп поверхность колбы около цоколя покрыта зеркальным слоем из серебра или алюминия, а нижняя часть колбы матирована. Зеркальное покрытие служит хорошим отражателем, и благодаря этому в зависимости от величины отражающей части колбы световой поток излучаемый лампой, может быть направлен по оси лампы в виде узкого (концентрированного) или широкого пучка. Следовательно, зеркальная лампа одновременно является и источником света, и осветительной арматурой. При использовании зеркальных ламп без осветительной арматуры следует предохранять стеклянную колбу лампы от механических повреждений.

Зеркальная лампа широко применяется для освещения высоких производственных помещений, при необходимости создания большой освещенности в одном месте, а также для наружного освещения открытых площадок (открытые подстанции, спортивные площадки и т. п.).

В общественных зданиях зеркальные лампы часто используют для освещения больших и парадных помещений (танцевальных, актовых залов, фойе и т. п.), а также для подсветки отдельных архитектурных элементов. Эти лампы, встраиваемые в специально устроенные по периметру помещения карнизы, создают относительно равномерное отраженное освещение.

Для повышения световойдачи и срока службы ламп накаливания используют лампы накаливания с вольфрамово-иодным циклом (галогенные лампы). Такая лампа представляет собой цилиндр (колбу) небольшого диаметра (7—12 мм), изготовленный из тугоплавного кварцевого стекла, наполненный определенным количеством иода и очищенным инертным газом (аргоном, ксеноном или криптоном). Вольфрамовая нить располагается по оси цилиндра. Под действием высокой температуры нити накала пары иода перемещаются к нагретым до определенной температуры стенкам цилиндра (колбы). Пары иода, сопри-

касаясь со стенками кварцевой колбы лампы, образуют с частицами вольфрама, осевшими на колбе в результате его испарения, газообразное вещество — иодистый вольфрам. Это соединение, прикасаясь к раскаленной нити, разлагается на иод и вольфрам. Иод вновь включается в цикл работы лампы, а вольфрам опять оседает на нити. Таким образом создается непрерывный цикл.

Световая отдача ламп накаливания с иодным циклом составляет 22—26 лм/Вт, срок службы 2000 ч. Положение горения горизонтальное. Промышленность выпускает лампы типов КГ и КИ (К — кварцевая; Г — добавка галогена; И — добавка иода) мощностью от 1 до 20 кВт. Ввиду высокой стоимости и сложности изготовления лампы с иодным циклом пока еще не получили широкого распространения. В настоящее время они применяются в паружных осветительных установках.

§ 4.2. Люминесцентные лампы низкого давления

Принцип работы, устройство и схемы зажигания люминесцентной лампы. Низкая экономичность ламп накаливания явилась причиной создания более экономичных источников света, основанных не на принципе теплового излучения, а на принципе явления люминесценции, заключающегося в свечении вещества, возникающем в известных условиях при воздействии на него электрической или лучистой энергии. Работа люминесцентной лампы основана на использовании ультрафиолетового излучения паров ртути низкого давления, наполняющих колбу лампы при прохождении электрического тока (электролюминесценция), с последующим преобразованием посредством специальных кристаллических веществ — люминофоров — невидимого ультрафиолетового излучения в световое (фотолюминесценция).

В создании люминесцентной лампы большая заслуга принадлежит советским ученым во главе с академиком С. И. Вавиловым. Люминесцентная лампа низкого давления представляет собой цилиндрическую стеклянную трубку, на концах которой в цоколях смонтированы вольфрамовые биспиральные электроды. На внутреннюю поверхность по всей ее длине нанесен тонкий слой твердого кристаллического порошкообразного вещества — люминофора. Длина и диаметр трубки определяются мощностью лампы и напряжением, на которое она рассчитана (рис. 4.2). После откачки воздуха до 1—1,5 Па ($6 \cdot 10^{-3}$ — $1 \cdot 10^{-2}$ мм рт. ст.) внутрь колбы вводятся капля (20—30 мг) ртути, которая испаряется при работе лампы, и небольшое количество чистого газа — аргона, служащего для уменьшения процесса испарения вольфрамовых электродов и облегчения зажигания лампы.

Основным люминофором при производстве люминесцентных ламп низкого давления является галофосфат кальция, дозированный марганцем и сурьмой.

Изменяя пропорции входящих в люминофор компонентов, можно получить люминесцентные лампы с различной цветностью излучения светового потока.

Электропромышленность изготавливает люминесцентные лампы, отличающиеся цветностью излучения светового потока: белого света (ЛБ), холодно-белого света (ЛХБ), тепло-белого света (ЛТБ), дневного света (ЛД).

Перечисленные типы ламп обеспечивают только удовлетворительную цветопередачу. Для высококачественной цветопередачи промышленность выпускает лампы улучшенной цветопередачи. Та-

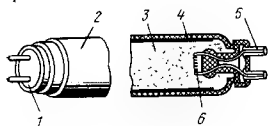


Рис 42. Внешний вид и разрез люминесцентной лампы:

1 — цоколь; 2 — колба; 3 — ртутные пары; 4 — слой люминофора; 5 — контактные штырьки цоколя; 6 — электрод

кие лампы имеют в маркировке дополнительную букву Ц, например ЛДЦ, ЛТБЦ, ЛХБЦ или ЛЕЦ. Их применяют тогда, когда при искусственном освещении требуется точное различение цветов и оттенков, например в помещениях, где производится окраска или отбраковка по цвету продукции и материалов, в картинных галереях, магазинах готового платья, тканей и т. п. Лампы ЛД при горении приобретают сине-голубую

окраску и излучают свет, близкий к свету дневного облачного неба.

Лампы ЛБ при горении приобретают белую окраску и излучают световой поток, состав которого приближается к составу светового потока ламп накаливания. Они не обеспечивают точной цветопередачи, но они более экономичны, чем лампы ЛД (имеют более высокую световую отдачу). Лампы ЛБ устанавливают в помещениях, где не требуется точное различение цветов, например административных, учебных, лечебных, конструкторских, в металлообрабатывающих цехах и т. п.

Лампы ЛХБ по спектральному составу занимают промежуточное положение между лампами ЛД и ЛБ. Они вместе с лампами ЛД могут применяться для освещения помещений, в которых требуется различие цветовых оттенков.

Лампы ЛТБ при горении приобретают розовую окраску и излучают белый свет с розовым оттенком, придавая помещениям вид парадности и уюта. Поэтому их следует применять для освещения, например отдельных помещений дворцов культуры, танцевальных залов и т. п.

В настоящее время разработана трехполосная люминесцентная лампа с улучшенным спектром излучения благодаря наличию трех различных люминофоров. Благодаря уменьшенному диаметру колбы светоотдача повышается до 100 лм/Вт.

Кроме перечисленных типов люминесцентных ламп промышленность выпускает люминесцентные лампы изогнутые U-образные и W-образные для жилых и общественных зданий, а также

цветные для декоративного специального освещения (оформление зрительных залов, фойе, сценическое освещение).

Для зажигания люминесцентной лампы и ее нормальной работы нужна дополнительная аппаратура. В практике применяют три основных вида зажигания люминесцентной лампы: 1) импульсное (стартерное); 2) бесстартерное быстрого зажигания; 3) бесстартерное мгновенного зажигания.

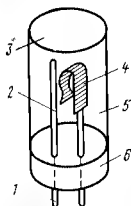


Рис. 4.3. Схематическое устройство стартера

1 — выводы, 2 — металлический электрод, 3 — стеклянный баллон, 4 — биметаллический электрод, 5 — газ неон 6 — цоколь

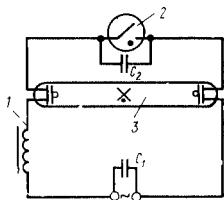


Рис. 4.4. Принципиальная схема включения люминесцентной лампы в электрическую сеть

1 — дроссель, 2 — стартер, 3 — лампа, C и C_1 — конденсаторы

Импульсное (стартерное) зажигание. Для зажигания люминесцентной лампы и ее нормальной работы требуются стартер (зажигатель), дроссель, конденсаторы.

Стартер служит для автоматического включения и выключения предварительного накала электродов и представляет собой тепловое реле, помещенное в стеклянный баллон, наполненный инертным газом, чаще всего неоном (рис. 4.3). Реле имеет два электрода: один — биметаллический, другой — металлический. Между электродами имеется зазор 2—3 мм. Его величина устанавливается заводом-изготовителем, зависит от напряжения сети; при этом напряжение зажигания неоновой лампы должно быть меньше напряжения сети и напряжения зажигания люминесцентной лампы с холодными электродами.

Дроссель, представляющий собой обмотку, намотанную на сердечник из листовой электротехнической стали, облегчает зажигание лампы, а также ограничивает ток и обеспечивает ее устойчивую работу. На рис. 4.4 приведена простейшая схема стартерного зажигания отдельной люминесцентной лампы, включенной в сеть 127—220 В.

Дроссель 1, включенный в цепь люминесцентной лампы 3, вызывает дополнительный расход электроэнергии порядка 20%

от потребляемой, а также снижает коэффициент мощности до 0,5—0,6.

Для повышения коэффициента мощности в схеме предусматривается конденсатор C_1 . Схема включения лампы, где предусматривается этот конденсатор, называется компенсированной. Конденсатор C_2 служит для уничтожения радиопомех, вызываемых работой лампы.

Рассмотрим физическую основу работы люминесцентной лампы и процесс ее зажигания при включении в электрическую сеть.

Газ аргон, находящийся в трубке до подключения тока, является хорошим изолятором, так как его атомы и молекулы в обычных условиях представляют собой нейтральные незаряженные частицы.

Для прохождения электрического тока через газ необходимо создать в нем искусственную электрическую проводимость, которая достигается ионизацией. При включении лампы в электрическую сеть процесс ионизации газа происходит за счет свободных электронов, испускаемых электродами, нагретыми до 800°C (термоэлектрическая эмиссия). Для увеличения выхода электронов из электродов вольфрамовые спирали покрываются тонким слоем окислов щелочно-земельных металлов (бария, стронция, кальция).

Вылетая из электродов, электроны при движении бомбардируют нейтральные атомы газа и превращают их в частицы с электрическим зарядом. Процесс ионизации непрерывно возрастает, а следовательно, возрастает его электрическая проводимость. Наконец, наступает момент, когда в лампе возникает электрический разряд сначала в атмосфере разряженного аргона, а затем в парах ртути, вызывая сильное ультрафиолетовое излучение. Падая на порошкообразный светочувствительный слой люминофора, покрывающий всю внутреннюю поверхность трубки, ультрафиолетовое излучение преобразуется в видимое световое излучение, проникающее через стеклянные стенки трубки в окружающее пространство.

Рассмотрим, как протекает процесс зажигания лампы. При стартерном зажигании (рис. 4.4) в момент включения лампы ее электроды и стартер оказываются под полным напряжением сети. Однако его недостаточно для зажигания лампы и к тому же в момент включения ее электроды не могут быть нагреты, так как цепь разомкнута. Но подведенного полного напряжения сети к зазору между электродами стартера достаточно, чтобы вызвать в нем разрядку. Под действием тлеющего разряда биометаллическая пластинка нагревается и, изгибаясь, приходит в соприкосновение с другим электродом стартера. Цепь стартера замыкается, и начинается процесс нагрева электродов лампы, в результате которого возникает термоэлектронная эмиссия, создающая условия для зажигания лампы. Разряд в стартере прекра-

тится, и биметаллическая пластинка начинает остывать, выпрямляется и размыкает электрическую цепь. Благодаря наличию в цепи дросселя с большой индуктивностью в момент размыкания возникает импульс повышенного напряжения, вызывающий мощный дуговой разряд и зажигание лампы. При этом напряжение на лампе становится меньше, чем напряжение сети. Стартер, включенный параллельно лампе, оказывается под тем же уменьшенным напряжением, которого недостаточно, чтобы вызвать в нем новый разряд. Поэтому во время нормальной работы лампы стартер бездействует. Если лампа не зажглась, стартер снова оказывается под полным напряжением сети и процесс зажигания повторяется.

Стартерная схема зажигания проста, дешева и поэтому широко распространена. Вместе с тем стартерная схема имеет ряд недостатков, заключающихся в частых повреждениях стартеров, снижающих надежность работы схемы.

В настоящее время наибольшее количество светильников, выпускаемых электропромышленностью, выполнены со стартерными схемами зажигания ламп.

Существует много схем включения люминесцентных ламп со стартерами как для одной лампы, так и для многих ламп.

В осветительных установках наиболее распространены двухламповые стартерные схемы, в частности схема с искусственным сдвигом фаз (с расщепленной фазой). Эта схема обеспечивает уменьшение пульсаций (колебаний) светового потока, создаваемых лампами, снижая тем самым нежелательное явление стробоскопического эффекта. Кроме того, она повышает коэффициент мощности ламп до 0,95.

На рис. 4.5 приведена принципиальная стартерная схема включения двух ламп с искусственным сдвигом фаз (схема с расщепленной фазой).

В цепь одной лампы последовательно включено индуктивное сопротивление (дроссель Dr) и ток в цепи отстает по фазе от напряжения (отстающая цепь). В цепь другой последовательно включены дроссель и конденсатор C и ток опережает по фазе напряжение (опережающая цепь). Соответствующим подбором величин индуктивности и емкости в схеме можно добиться совпадения максимального излучения светового потока первой лампы с минимальным излучением потока второй лампы, тем самым значительно уменьшается коэффициент пульсаций. Такая схема

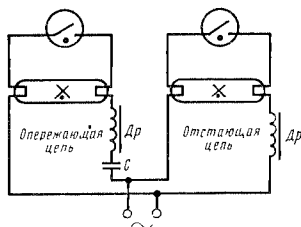


Рис. 4.5. Принципиальная схема включения двух люминесцентных ламп с искусственным сдвигом фаз

включения люминесцентных ламп называется аитистробо-скопической компенсированной.

Бесстартерное зажигание. Схемы зажигания люминесцентных ламп, в которых отсутствует стартер, называют бесстартерными. В практике существует большое количество схем бесстартерного зажигания люминесцентных ламп, в том числе и схемы быстрого и мгновенного зажигания.

Схемы быстрого зажигания можно разделить на две группы: а) трансформаторные и б) резонансные.

Наиболее простой и распространенной схемой бесстартерного зажигания является схема с отдельным накальным трансформатором (рис. 4.6).

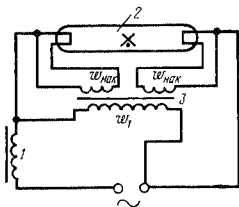


Рис. 4.6 Принципиальная схема быстрого включения люминесцентной лампы:

1 — дроссель; 2 — лампа; 3 — накальный трансформатор

При включении лампы приложенного к ней с холодными электродами напряжения недостаточно для ее зажигания. Но с момента включения в сеть ток, пройдя по цепи дроссель — первичная обмотка накального трансформатора W_1 , создает в накальных обмотках $W_{нак}$ напряжение и электроды, включенные на отдельные накальные обмотки трансформатора, начнут сильно и быстро нагреваться, так как в это время накальные обмотки имеют повышенное напряжение (потеря напряжения в дросселе до момента зажигания лампы незначительна). С

повышением температуры электродов напряжение зажигания лампы снижается. При снижении его до напряжения, приложенного к лампе, произойдет зажигание лампы. После этого напряжение на лампе и первичной обмотке трансформатора, а следовательно, и на накальных обмотках снизится вследствие потери напряжения в дросселе при прохождении по нему рабочего тока лампы. При нормальной работе лампы электроды не отключаются от накальных обмоток трансформатора, поэтому на частичный подогрев электродов тратится некоторая дополнительная мощность.

В резонансных схемах используется явление резонанса напряжения, при котором возникают более высокие напряжения, чем напряжение питающей сети. Принцип работы резонансной схемы (рис. 4.7) сводится к тому, что в момент включения лампы в сеть, пока она еще не зажглась, подобранные в схеме емкость конденсатора C и индуктивности Dr_1 , Dr_2 образуют резонансный контур, в котором пусковой ток достигает значения, достаточного для быстрого разогрева электродов. Одновременно на последовательно соединенных конденсаторе C и дросселе Dr_2 возникает напряжение, в 1,5—2 раза превышающее напряжение питающей сети, которое после разогрева электродов мгновенно

зажигает лампу. В этот момент лампа становится проводником электрического тока и оказывается параллельно включенной с конденсатором C и дросселем Dr_2 . Условие резонанса нарушается, и ток в цепи CDr_2 , а следовательно, и ток разогрева электродов падает примерно в четыре раза по сравнению с пусковым током. При этом ток накала электродов становится меньше рабочего тока лампы и они начинают работать в основном режиме самонакала. Затем зажженная лампа переходит в нормальный режим работы.

В схемах мгновенного зажигания лампа зажигается при холодных электродах, т. е. без предварительного накала, но при этом на электроды лампы с помощью специального устройства подается напряжение, превышающее рабочее в 6—7 раз. Из-за отсутствия раскаленных электродов схемы мгновенного зажигания используются в светильниках, предназначенных для работы во взрывоопасных помещениях. Для работы в этих условиях обычно применяют специальные люминесцентные лампы с усиленными электродами, так как процесс зажигания в них более тяжелый, чем в схемах с разогретыми электродами.

Срок службы обычных люминесцентных ламп вследствие быстрого износа электродов уменьшается на 30%.

Следует учесть, что кратковременные высокие напряжения, возникающие в момент зажигания лампы, опасны для людей, поэтому должны быть приняты специальные меры предосторожности при их обслуживании.

Для облегчения зажигания ламп в бесстартерных схемах лампы снабжают проводящими полоской или покрытием. Бесстартерные схемы имеют ряд преимуществ по сравнению со стартерными. Они обеспечивают большую надежность зажигания и работы ламп, имеют лучшие условия зажигания при низких температурах и увеличенный срок службы. Однако бесстартерные схемы значительно дороже стартерных и обладают повышенной потерей мощности.

Заводы-изготовители для различных схем включения люминесцентных ламп (стартерных и бесстартерных) комплектуют отдельные элементы схем включения в блоки, называемые пускорегулирующими аппаратами (ПРА). В зависимости от схемы включения ламп применяют стартерные и бесстартерные ПРА.

Заказчику поставляется комплектно светильник с установленным ПРА и смонтированной схемой. Стартерные ПРА по срав-

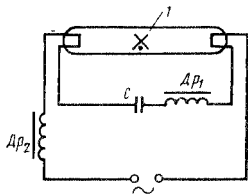


Рис 4.7. Резонансная схема быстрого включения:

1 — лампа; Dr_1 и Dr_2 — дроссели, C — конденсатор

нению с бесстартерными имеют меньшие габариты, расходы активных материалов и потери мощности. Однако они менее надежны в работе. Поэтому светильники с бесстартерными ПРА следует применять в осветительных установках, к которым предъявляются повышенные требования надежности действия в труднодоступных для обслуживания местах, во взрывоопасных помещениях и при температуре воздуха ниже 5°C .

Наиболее распространены стартерные ПРА (см. рис. 4.5) с расщепленной фазой типа 2УБК и др. В бесстартерных схемах применяют ПРА типа 2АБК. В обозначении ПРА: 2 — число ламп, обслуживаемых ПРА; УБ — стартерный аппарат; АБ — бесстартерный аппарат быстрого зажигания; МБ — мгновенного зажигания.

Кроме того, ПРА разделяются на индуктивные (И), емкостные (Е) и компенсированные (К). После буквенных обозначений дробь: числитель — мощность одной лампы, знаменатель — напряжение сети, например 2УБК — $40/220$.

§ 4.3. Характеристики и основные эксплуатационные особенности люминесцентных ламп

Люминесцентные лампы характеризуются электрическими и световыми характеристиками и эксплуатационными особенностями (мощность ламп, световая отдача, продолжительность горения, влияние колебания напряжения, влияние температуры окружающей среды, пульсация светового потока).

Мощность ламп. Промышленность выпускает люминесцентные лампы мощностью 15, 20, 30, 40, 65, 80 и 125 Вт.

Световая отдача. Световая отдача люминесцентных ламп в несколько раз выше, чем у ламп накаливания, и находится в пределах 44—70 лм/Вт, а у ламп накаливания — в пределах 6,7—19,1 лм/Вт. Отсюда следует, что при равной освещенности затрачиваемая мощность на освещение люминесцентными лампами будет меньше, чем при лампах накаливания.

Продолжительность горения. Средний гарантированный срок службы люминесцентных ламп 10—12 тыс. ч, при этом продолжительность горения каждой должна быть не менее 4000 ч. Срок службы лампы определяется временем расходования оксидного покрытия электродов. Усиленному расходу покрытия способствует частота включений люминесцентной лампы: чем реже включается лампа, тем меньше изнашивается оксидный слой электродов; пониженные напряжение в сети или температура, так как в этих случаях резко ухудшаются условия зажигания лампы, что приводит к усиленному распылению оксидного покрытия электродов.

Влияние колебания напряжения. При небольших изменениях напряжения у ламп по сравнению с номинальным значением по-

вышение или понижение напряжения на 1% приводят к повышению или понижению светового потока тоже на 1%. При больших отклонениях напряжения от номинального (10—15%) лампы могут вообще не зажигаться либо их зажигание может сопровождаться длительным миганием. Повышение напряжения увеличивает давление паров ртути в лампе, вследствие чего снижается эффективность ее работы.

Влияние температуры окружающей среды. Колебания температуры окружающей среды влияют на нормальную работу люминесцентной лампы. Оптимальная температура среды, при которой лампа излучает наибольший световой поток, 20—25°C. При отклонении температуры в обе стороны от оптимальной световой поток значительно снижается. При температуре среды, близкой к 0°C, в лампе затрудняется образование разрядки или она совсем не возникает. Поэтому люминесцентные лампы в большинстве случаев используют для освещения нормально отапливаемых помещений с температурой 20—25°C. При использовании люминесцентных ламп при более низких температурах окружающей среды (уличное освещение) их помещают в специальные герметические прозрачные колпаки, в которых создают необходимые температурные условия, либо для их нормальной работы применяют специальные схемы зажигания.

Пульсация светового потока. Световой поток люминесцентной лампы вследствие безынерционности разрядки, как и ток, изменяется от максимального значения до нуля и обратно 100 раз/с при частоте переменного тока 50 Гц. Благодаря тому, что применяемые люминофоры обладают способностью после прекращения их облучения ультрафиолетовыми лучами (ток проходит через 0) еще некоторое время излучать видимый свет (инерция свечения), световой поток лампы не падает до нуля, а принимает некоторое минимальное значение.

Следствием пульсации светового потока является пульсация освещенности, оцениваемая коэффициентом пульсации

$$K_L = \frac{E_{\max} - E_{\min}}{2E_{\text{ср}}} 100, \quad (4.2)$$

где $E_{\max}$, $E_{\min}$, $E_{\text{ср}}$ — максимальное, минимальное и среднее значения освещенности за период колебания, лк.

Коэффициент пульсации у люминесцентных ламп ЛБ составляет 35%, а у ламп ЛДЦ — 55%.

У ламп накаливания благодаря большой тепловой инерции нити накала коэффициент пульсации составляет всего лишь 5—10%.

В результате пульсации (колебаний) освещенности во времени от его среднего значения возникает *стробоскопический эффект*. Сущность этого явления заключается в том, что при определенных частотах вращения механизма можно получить иска-

женное зрительное восприятие. Так, например, вращающееся колесо может казаться неподвижным или вращающимся в обратную сторону. Движущийся предмет иногда воспринимают как мелькание многократных движущихся контуров этого предмета. Такой обман зрения, особенно в цехах с вращающимися деталями станков, может привести к серьезным травмам и авариям.

Колебания освещенности также вызывают утомление зрения, вследствие чего уменьшается работоспособность. Для снижения коэффициента пульсации применяют несколько способов. Наиболее распространенным является включение ламп в разные фазы трехфазной сети, что снижает коэффициент пульсации до 6%. Существенное снижение коэффициента пульсации можно также получить, применяя специальные двухламповые схемы с искусственным сдвигом фаз.

Технические данные люминесцентных ламп приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Тип лампы	Мощность, Вт	Номинальный световой поток, лм	Тип лампы	Мощность, Вт	Номинальный световой поток, лм
ЛБ20	20	1200	ЛБ65	65	4800
ЛБ18 *	18	1250	ЛБ58 *	58	4870
ЛХБ20	20	935	ЛХБ65	65	3820
ЛТБ20	20	975	ЛТБ65	65	3980
ЛД20	20	920	ЛД65	65	3570
ЛДЦ20	20	820	ЛДЦ65	65	3050
ЛДЦ18 *	18	850	ЛЕЦ65	65	3400
ЛЕЦ20	20	865	ЛЕЦ58 *	58	3400
ЛЕЦ18 *	18	850			
ЛБ30	30	2100	ЛБ80	80	5220
ЛХБ30	30	1720	ЛХБ80	80	4440
ЛТБ30	30	1720	ЛТБ80	80	4440
ЛД30	30	1640	ЛД80	80	4070
ЛДЦ30	30	1450	ЛДЦ80	80	3560
ЛЕЦ30	30	1400			
ЛБ40	40	3200			
ЛБ36 *	36	3050			
ЛХБ40	40	2600			
ЛТБ40	40	2580			
ЛД40	40	2340			
ЛДЦ40	40	2200			
ЛДЦ36 *	36	2200			
ЛЕЦ40	40	2190			
ЛЕЦ36 *	36	2150			

* В настоящее время электроламповые заводы выпускают энергосберегающие лампы.

§ 4.4. Дуговые ртутно-кварцевые лампы высокого давления с исправленной цветностью ДРЛ и ДРИ

Для освещения больших и высоких (более 5 м) производственных помещений, в которых не требуется правильной цветопередачи, а также улиц, площадей применяются дуговые ртутные люминесцентные лампы высокого давления ДРЛ (Д — дуговая, Р — ртутная, Л — люминесцентная). В обычных ртутных лампах при разрядке в парах ртути спектр излучения характеризуется отсутствием лучей красного цвета, вследствие чего цветность освещаемых предметов резко искажается. При использовании в лампах ДРЛ специального люминофора, который под действием ультрафиолетовых лучей разряда излучает оранжево-красный свет, и добавляя к ртутному разряду недостающее излучение в красной области спектра, можно исправить цветность излучения лампы.

Конструктивно лампа ДРЛ (рис. 4.8) состоит из кварцевой газоразрядной трубки (баллона) 2, заполненной аргоном с добавлением дозированной капли ртути, облегчающими процесс зажигания лампы.

В торцах трубки впаяны два основных вольфрамовых активированных электрода 3 (двухэлектродная лампа, рис. 4.8, а) либо к двум основным горелкам 7 дополнительно подключаются два дополнительных электрода 8, облегчающих возникновение разрядки между основными электродами (четырёхэлектродная лампа, рис. 4.8, б). Кварцевая трубка помещается в колбе, цоколь 1 которой изготовлен из тугоплавкого стекла. На внутреннюю поверхность колбы нанесен слой люминофора 4. В качестве основного люминофора для ламп ДРЛ применяют фторогерманат магния, активизированный марганцем. Для обеспечения охлаждения кварцевой горелки пространство между ней и стеклянной колбой заполняется инертным газом, обычно азотом.

Принципиальная схема включения двухэлектродной лампы в электрическую сеть напряжением 220 В показана на рис. 4.9. При включении лампы Л электрический ток, проходя через селеновый выпрямитель СВ и ограничивающее сопротивление R, заряжает конденсатор C₂. Когда напряжение на обкладках

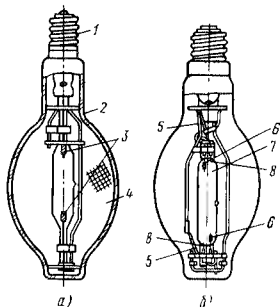


Рис 4.8 Газоразрядные лампы типа ДРЛ.

а — двухэлектродная б — четырехэлектродная; 1 — цоколь; 2 — внешний баллон; 3 — электрод; 4 — люминофор; 5 — сопротивление; 6 — основной электрод; 7 — кварцевая горелка; 8 — дополнительный электрод

конденсатора C_2 достигнет определенного значения (200 В), происходит пробой воздушного пространства разрядника P , вследствие чего конденсатор C_2 разрядится на дополнительную обмотку дросселя ДОДр. При этом в основной обмотке дросселя ООДр возникает импульс высокого напряжения, который и зажжет лампу. Конденсатор C_1 служит для защиты выпрямителя от импульса высокого напряжения, а C_3 —

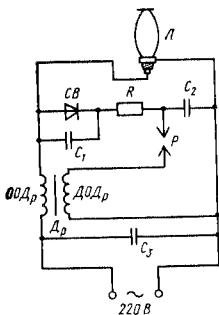


Рис 49. Схема включения двухэлектродной лампы ДРЛ

для подавления радиопомех при зажигании лампы. Основное преимущество четырехэлектродной лампы ДРЛ по сравнению с двухэлектродной состоит в том, что для ее зажигания не требуется специального поджигающего устройства (разрядник, селеновый выпрямитель, зарядное сопротивление и конденсатор), что упрощает схему включения лампы в электрическую сеть.

Промышленность выпускает лампы ДРЛ на напряжение 220 В мощностью 250, 500, 750 и 1000 Вт — двухэлектродные и мощностью 80, 125, 250, 400, 700, 1000 и 2000 — четырехэлектродные со световым потоком 3400, 6000, 12 000, 23 000, 40 000, 57 000 и 120 000 лм. Световая отдача ламп ДРЛ выше, чем у ламп накаливания, но ниже, чем у люминесцентных ламп низкого давления, и колеблется от 40 до

55 лм/Вт. Большую часть ДРЛ выпускают четырехэлектродными. Средняя продолжительность горения двухэлектродных ламп ДРЛ 5000 ч, четырехэлектродных — 10 000 ч.

Лампа ДРЛ устойчива к атмосферным воздействиям, ее световой поток и процесс зажигания не зависят от температуры окружающей среды. При включении лампы в сеть ее номинальный световой поток устанавливается только через 5–7 мин после включения. Повторное зажигание возможно только после ее полного охлаждения, т. е. через 10–15 мин. В последнее время для увеличения световой отдачи и улучшения цветопередачи в горелки ламп ДРЛ стали добавлять смеси иодидов натрия, галлия и индия, позволяющих повысить световую отдачу в 1.5–2 раза и существенно улучшить цветопередачу по сравнению с лампами ДРЛ. Новые лампы называются металлогалогенными и ДРИ (Д — дуговая, Р — ртутная, И — с излучающими добавками) и конструктивно мало отличаются от ламп ДРЛ соответствующей мощности, хотя имеют более простую форму и отличаются меньшим диаметром. Однако лампы ДРИ имеют принципиальное отличие от ламп ДРЛ, так как их наружная

колба прозрачна и не покрыта люминофором. Весь световой поток их генерируется в горелке. Применяются эти лампы в помещениях, где требуется более качественная цветопередача.

§ 4.5. Специальные разрядные лампы

Кроме люминесцентных ламп низкого давления и ламп ДРЛ, ДРИ применяют и другие газоразрядные лампы: ксеноновые, натриевые, эритемные и бактерицидные.

Ксеноновые лампы (разрядка в парах ксенона) имеют спектр излучения, близкий к солнечному свету, поэтому они обеспечивают хорошую цветопередачу освещаемых объектов. Так как промышленность выпускает ксеноновые лампы на большие мощности (5, 10, 20 и 50 кВт), они могут быть использованы только для освещения высоких помещений (выше 20 м), городских площадей, открытых пространств, спортивных сооружений, железнодорожных станций и т. п.

Световая отдача ксеноновых ламп ниже, чем у ртутно-кварцевых ламп высокого давления, и колеблется в пределах 19,6 — 30 лм/Вт.

Натриевые лампы (разрядка в парах натрия) излучают преимущественно желтый цвет, поэтому их редко применяют для общего освещения помещений, а используют для декоративно-художественного освещения, а также автострэд, перекрестков улиц, площадей. Натриевые лампы очень экономичны, их световой поток превышает 100 лм/Вт. Промышленность выпускает натриевые лампы ДНаТ мощностью от 45 до 140 Вт со световым потоком от 2500 до 10 000 лм.

Эритемные лампы конструктивно не отличаются от люминесцентных ламп низкого давления. Их колбы выполнены из увиолевого стекла и покрыты люминофором. Они предназначены для освещения и восполнения ультрафиолетовой недостаточности. Применяются в лечебных и детских учреждениях, производственных помещениях без естественного света и в северных районах страны в любых осветительных установках. Промышленность выпускает эритемные лампы ЛЭ-15, ЛЭР-30 и ЛЭР-40 мощностью 15, 30, 40 Вт.

Бактерицидные лампы также конструктивно не отличаются от люминесцентных ламп низкого давления и используются для обеззараживания воздуха, воды и пищевых продуктов. Они представляют собой трубку из увиолевого стекла, заполненную смесью паров ртути и аргона (на колбе нет люминофора).

Увиолевое стекло пропускает некоторую часть ультрафиолетового излучения, действующего на вредоносные бактерии. Промышленность выпускает бактерицидные лампы ДБ-15, ДБ-30, ДБ-60 мощностью 15, 30 и 60 Вт.

§ 5.1. Назначение осветительной арматуры

Источники света (лампы) с осветительной арматурой, называемые световыми приборами, можно подразделить на приборы ближнего и дальнего действия. Световые приборы, предназначенные для освещения близко расположенных объектов, называются светильниками, а удаленных объектов — прожекторами.

В светотехнике наиболее широко применяются светильники, осветительная арматура которых выполняет следующие функции:

1. *Рационально распределяет световой поток, излучаемый источником света.* Электрическая лампа накаливания без арматуры излучает световой поток во все стороны пространства. Значительная часть этого потока, падая на окрашенные в темные цвета или загрязненные стены и потолки производственных помещений, не используется. Применяя осветительную арматуру, можно почти весь световой поток направить сконцентрированно на небольшой участок освещаемой поверхности либо распределить его более или менее равномерно на большом участке поверхности, что повышает экономичность осветительной установки.

2. *Защищает глаза наблюдателя от чрезмерной яркости источника света.* У современных ламп накаливания, особенно большой мощности, яркость раскаленной нити настолько велика, что если оказывается в поле зрения работающего, то болезненно действует на глаза, при этом снижается производительность труда и ухудшается качество выпускаемой продукции. Применяя осветительную арматуру, можно прикрыть яркость раскаленной нити прозрачным или полупрозрачным материалом, а в светильниках с люминесцентными лампами использовать рассеиватели в виде решетчатых затенителей, тем самым уменьшив воздействие большой яркости на зрение.

3. *Предохраняет источник света от механических повреждений и загрязнения.* Применяя в зависимости от окружающей среды соответствующую осветительную арматуру, можно надежно предохранить источник света от механических повреждений, загрязнений, коррозии, влаги, пожаро- и взрывоопасной пыли и паров.

4. *Является конструкцией для крепления источника света и подвода электрического тока.* Осветительная арматура в ряде случаев создает художественное оформление освещаемого помещения.

§ 5.2. Светотехнические показатели светильников

Светильники характеризуются следующими основными показателями: 1) распределением силы света в пространстве; 2) КПД; 3) величиной защитного угла.

Распределение силы света от осветительных приборов в различные направления пространства характеризуются кривыми силы света. Это распределение может быть также задано в виде таблиц зависимости силы света I_α от угла α .

Для того чтобы построить кривую силы света от данного светильника, необходимо измерениями определить значения силы света во всех направлениях. Эти числовые значения по каждому направлению в принятом масштабе изображают в виде радиусов-векторов, проведенных из светового центра источника света. Соединив концы радиусов замкнутой поверхностью, получим тело, которое называют фотометрическим телом светильника.

Большинство светильников с лампами накаливания распределяют силу света симметрично. Поэтому их фотометрическое тело представляет собой тело вращения относительно некоторой оси. Если расsects фотометрическое тело плоскостью, проходящей через ось симметрии, то получим плоскость, называемую продольной (вертикальной), а кривую, лежащую в этой плоскости и выражающую распределение силы света I_α в зависимости от угла α , — продольной кривой силы света. Продольные кривые строят в полярной системе координат. Для облегчения определения силы света по кривым, не прибегая к масштабной линейке, на полярные координаты наносят сетку масштабных concentрических окружностей. Каждая точка кривой определяет в выбранном масштабе значение силы света I_α в направлении угла α . На вертикальной оси откладывают в масштабе значения силы света в канделах (рис. 51).

Если кривая силы света симметрична относительно вертикальной оси, то в каталогах для таких симметричных источников света левую часть кривой обычно не показывают, а ограничиваются изображением ее правой части в углах $0-180^\circ$, так как вторая половина от 180 до 360° является зеркальным отображением кривой от 0 до 180° (показана жирной линией). Поло-

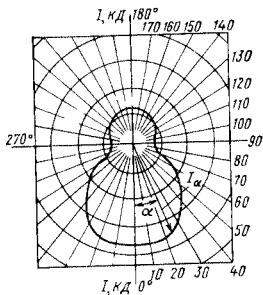


Рис. 51 Кривые силы света симметричного светильника

вину кривой в пределах $0-90^\circ$ называют нижней полусферой, а от 90 до 180° — верхней.

Для светильников с люминесцентными лампами, являющихся частным случаем несимметричных светильников, светораспределение характеризуется двумя кривыми распределения силы света в продольной и поперечной плоскостях.

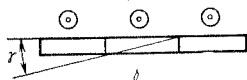
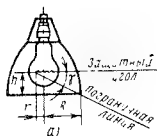


Рис. 52 Защитный угол светильника:

а — для светильника с лампой накаливания, б — для люминесцентной лампы

Кривые распределения силы света как для светильников с лампами накаливания, так и для светильников с люминесцентными лампами для лучшего сравнения их между собой даются для условной лампы со световым потоком $\Phi_{\text{л}} = 1000$ лм.

Коэффициент усиления светильника представляет собой отношение максимальной силы света I_{max} в данном направлении к средней сферической силе света источника света $I_{\text{ср.сф}}$ (см. гл. 3). Экономичность осветительной установки зависит от КПД светильников, принятых для освещения.

Коэффициентом полезного действия светильника η называют отношение светового потока светильника $\Phi_{\text{св}}$ к световому потоку лампы $\Phi_{\text{л}}$:

$$\eta = \frac{\Phi_{\text{св}}}{\Phi_{\text{л}}} \quad (5.1)$$

Этот коэффициент зависит от материала, из которого выполнена арматура светильника, а также от ее конструкции. В современных светильниках КПД колеблется в пределах $0,8-0,85$. Для ограничения слепящего действия от прямых лучей источника света каждый светильник имеет определенный защитный угол. У светильников с лампами накаливания без затенителей угол образуется двумя прямыми линиями, из которых одна проходит через тело накала лампы, а другая соединяет крайнюю точку тела накала с противоположным краем отражателя (рис. 52).

Величина защитного угла

$$\tan \gamma = h(R + r), \quad (5.2)$$

где h — расстояние от тела накала лампы до уровня выходного отверстия светильника; R — радиус выходного отверстия; r — радиус кольца тела накала лампы.

Для светильников с люминесцентными лампами защитный угол образуется линиями экранирующей решетки. Светильники с защитным углом менее 30° недостаточно защищают глаза от блескости.

§ 5.3. Классификация светильников

Светильники можно классифицировать по многим признакам: по распределению светового потока в пространстве, форме кривой силы света, по роду защиты от окружающей среды, целевому назначению (светильники общего и местного, внутреннего и внешнего освещения), по способу установки (подвесные, потолочные, настенные) и т. д.

Основным признаком для классификации светильников по характеру распределения светового потока является отношение светового потока, излучаемого светильником в нижнюю полусферу ($\Phi_{сф}$) к полному потоку светильника $\Phi_{св}$. В соответствии с этим признаком все светильники по ГОСТ 17677—82 делят на пять классов: 1) прямого света; 2) преимущественно прямого света; 3) рассеянного света; 4) преимущественно отраженного света; 5) отраженного света. Характер распределения светового потока светильниками приведен в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Класс светильников	Наименование класса светильников	Доля светового потока, направленная в нижнюю полусферу ($\Phi_{сф}$) от всего потока светильника $\Phi_{св}$
П	Прямого света	$\frac{(\Phi_{сф})_{\curvearrowright}}{\Phi_{св}} > 80\%$
Н	Преимущественно прямого света	$60\% \frac{(\Phi_{сф})_{\curvearrowright}}{\Phi_{св}} \leq 80\%$
Р	Рассеянного света	$40\% \frac{(\Phi_{сф})_{\curvearrowright}}{\Phi_{св}} \leq 60\%$
В	Преимущественно отраженного света	$20\% \frac{(\Phi_{сф})}{\Phi_{св}} \leq 40\%$
О	Отраженного света	$\frac{(\Phi_{сф})}{\Phi_{св}} \leq 20\%$

Светильники в соответствии с ГОСТ 17677—82 классифицируют и в зависимости от формы кривой силы света. Из семи типовых форм кривых различают светильники с формами: концентрированной — К, глубокой — Г, косинусной — Д, полуширокой — Л, широкой — Ш, равномерной — М и синусной — С. На рис. 5.3 приведены типы кривых сил света для светового потока светильника $\Phi_{св} = 1000$ лм.

По степени защиты от окружающей среды светильники де-

лется на открытые (лампа не отделена от внешней среды), пылезащищенные, влагозащищенные и взрывозащищенные.

Степень защиты электрооборудования и, в частности, светильников от внешней среды (пыли и влаги) обозначается двумя латинскими буквами IP (международная защита) и двумя цифрами, из которых первая означает степень защиты от пыли, вторая — от воды. Если светильник имеет некоторые конструктивные особенности, то в обозначении степени его защиты указывается только две цифры без IP, а у первой цифры добавляется штрих (например, 5'3).

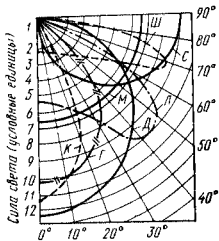


Рис. 5.3. Типовые кривые силы света по ГОСТ 17677-82

В зависимости от защиты светильников от пыли первые цифры означают: 2 — открытые (пылезащищенные), 2' — перекрытые (пылезащищенные) с неуплотненной светопропускаемой оболочкой, 5 — пылезащищенные, допускающие проникновение пыли в полость светильника только в безвредных количествах, 5' — с ограниченной зоной пылезащиты только в пределах расположения контактных частей, 6 — пыленепроницаемые и 6' — с ограниченной зоной пыленепроницаемости.

В зависимости от защиты светильников от воды вторые цифры означают: 0 — незащищенные, 2 — каплезащищенные, 3 — дождезащищенные, 4 — брызгозащищенные, 5 — струезащищенные.

По степени защиты от взрыва различают светильники повышенной надежности против взрыва и взрывонепроницаемые.

§ 5.4. Прожекторы

Прожектор является осветительным прибором дальнего действия, предназначенным для наружного освещения открытых пространств, например территорий заводов, складов, железнодорожных станций, строительных площадок, городских площадей, стадионов, катков, а также фасадов зданий, памятников и других архитектурных сооружений.

Основные части каждого прожектора — источник света и оптическое устройство, размещенные внутри металлического кожуха. Для их защиты от механических повреждений, загрязнений и воздействия внешней среды металлический корпус с лицевой стороны закрывается плоским стеклом.

Принцип работы прожектора заключается в том, что световой поток, излучаемый источником света с помощью оптического устройства, перераспределяется и концентрируется в направ

ленный пучок света. Этим достигается большая сила света в данном направлении при небольшой мощности источника света.

Основными источниками, применяемыми в прожекторах, являются лампы накаливания разных типов и лампы ДРЛ. В прожекторах общего назначения (заливающего света) для получения более широкого пучка света применяют обычные лампы накаливания общего назначения, а при необходимости получения сконцентрированного пучка света — специальные прожекторные лампы накаливания. В осветительной технике наиболее распространены прожекторы заливающего света серии ПЗС (прожекторы заливающего света со стеклянными серебряными параболическими отражателями). Эта серия имеет три однотипных по конструкции прожектора, которые отличаются друг от друга только размером отражателя и некоторыми второстепенными деталями.

Для точной установки лампы в фокусе отражателя прожекторы снабжены фокусирующим устройством, дающим возможность перемещать патрон в некоторых пределах. Управление этим устройством производится снаружи корпуса. Прожекторы имеют специальное приспособление, дающее возможность поворачивать его в горизонтальной плоскости и наклонять на любой угол. Для охлаждения в верхней и нижней частях корпуса имеются вентиляционные отверстия.

Наиболее современными прожекторами заливающего света, обладающими увеличенным КПД, являются прожекторы ПСМ. Они рассчитаны на работу с нормальными лампами накаливания мощностью 500 и 1000 Вт, а также специальными лампами прожекторного типа ПЖ. Прожекторы ПСМ с лампой ПЖ имеют максимальную силу света, в несколько раз большую, чем при работе с нормальной лампой той же мощности. В настоящее время широко распространены прожекторы заливающего света ПЗР. В них применяются ртутные лампы ДРЛ мощностью 250 и 400 Вт.

Для освещения фасадов зданий, памятников и различных архитектурных сооружений промышленность выпускает серию прожекторов фасадного освещения ПФС. В этих прожекторах кроме отражателя имеется рассеиватель, позволяющий изменять величину угла в различных направлениях. В качестве источника света в них применяются прожекторные лампы накаливания с фокусирующими цоколями ПЖ.

Прожекторы ПГЦ-М предназначены для освещения спортивных сооружений и других объектов, с которых могут осуществляться передачи цветного телевидения. Прожекторы рассчитаны для работы с металлогалогенными лампами ДРИ.

Основные характеристики некоторых типов прожекторов приведены в табл. 5.2.

Тип		Напря- жение, В	Мощ- ность, Вт	Максималь- ная сила света, кд	Угол рассеяния в плоскостях град	
прожектора	лампы				горизон- тальной	верти- кальной
ПЭС-45	Г-220	220	1000	130 000	26	24
	Г-220	220	1500	225 000	25	26
	ДРЛ	220	700	30 000	100	100
	ДРЛ	220	400	14 000	84	90
ПСМ-50 1	Г-220	220	1000	120 000	21	21
	ДРЛ	220	700	52 000	74	90
	ДРЛ	220	400	19 500	74	90
	ПЖ	220	1000	64 000	9	9
ПСМ-50-2	ПЖ	220	500	70 000	19	19
ПСМ-40-1	Г-220	220	500	280 000	9	9
ПСМ-40-2	ПЖ	220	200	33 000	16	16
ПСМ-30-1	Г-220	220	250	11 000	60	60
ПЗР-250	ДРЛ	200	400	19 000	60	60
ПЗР-400	ДРЛ	200	1000	75 000	6	6
ПФС-45-1	ПЖ	220	500	25 000	12	23
ПФС-35-2	ПЖ	220	1000	150 000	70	20
ПГЦ-М-1000	ДРИ	220				

ГЛАВА 6

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СВЕТОТЕХНИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

§ 6.1. Выбор источника света

Для электрического освещения помещений производственных, административных, общественных зданий (торговых, общественного питания, бытового обслуживания, общеобразовательных школ, учебных заведений, детских яслей, садов и т. д.) применяются лампы люминесцентные, накаливания, ртутные высокого давления с исправленной цветностью ДРЛ, ДРИ и др.

Люминесцентные лампы благодаря высокой световой отдаче, большому сроку службы, а также достаточно хорошей цветопередаче широко применяют для освещения помещений, где необходимо правильное различение цветовых оттенков; производственных, в которых выполняется работа большой и средней точности; не имеющих естественного света, предназначенных для постоянного пребывания людей; в которых необходимо создать особо благоприятные условия для зрения (общеобразовательные школы, учебные заведения, проектно-конструкторские бюро и т. п.); административных, торговых зданий и т. д.

В зависимости от назначения освещаемых помещений и видов производимых в них работ выбирают соответствующие типы

люминесцентных ламп. В помещениях, где необходимо правильное различение цветовых оттенков, применяют лампы ЛД, а при особо высоких требованиях к цветопередаче (например, магазины текстильных товаров, мехов, картин, выставочные помещения изобразительного искусства и т. д.) применяют лампы ЛДЦ, ЛЕЦ.

Лампы ЛБ, имеющие наиболее высокую световую отдачу, следует применять в помещениях административных, общественных и производственных зданий, не требующих повышенных требований к цветопередаче. Лампы ЛТБ, излучающие белый свет с розовым оттенком, придают освещенным помещениям вид чистоты и уюта. Их применяют для освещения жилых комнат квартир и общежитий, помещений отдыха и т. п.

Лампы накаливания благодаря невысокой стоимости, простоте обслуживания, незначительным размерам и независимости их работы от условий внешней среды являются источниками света массового применения, хотя КПД и световая отдача у них значительно ниже, чем у люминесцентных. Лампы накаливания используются для освещения производственных помещений, в которых по выполняемым в них работам требуются низкие или средние уровни освещенности, т. е. выполняются грубые виды работ; помещений с особо тяжелыми условиями среды; жилых зданий; детских учреждений (спальни детских яслей и садов, школ-интернатов, детских домов и пионерских лагерей); палат больниц; вспомогательных помещений без постоянного пребывания людей и освещения улиц, проездов с небольшим движением транспорта.

Ртутные лампы ДРЛ, обладающие большим единичным световым потоком, применяются для освещения больших производственных помещений высотой более 5 м, в которых не требуется различать цветовые оттенки. При их применении резко снижается количество устанавливаемых осветительных приборов, а это упрощает распределительную сеть, уменьшает монтажные работы и снижает расходы на эксплуатацию. Лампы ДРЛ также широко применяют для освещения открытых строительно-монтажных площадок, улиц и площадей в больших городах. Следует учесть, что при освещении помещений лампами ДРЛ возникает пульсация светового потока. Для снижения коэффициента пульсации поочередно подключают лампы к разным фазам сети.

Лампы ДРИ применяют в производственных помещениях, где требуется качественная цветопередача.

Ксеноновые лампы используются пока только для освещения больших открытых пространств, например карьеров, морских портов и аэропортов, железнодорожных станций и т. п. Для внутреннего освещения производственных предприятий применение ксеноновых лам ограничено и для этого требуется согласие органов Государственной санитарной инспекции СССР.

§ 6.2. Выбор системы освещения

При устройстве осветительных установок применяются системы освещения: общего освещения и комбинированного. Качество и экономичность осветительной установки во многом зависят от правильности выбора системы освещения.

Система общего освещения применяется для освещения всего помещения, в том числе и рабочих поверхностей.

Общее освещение может осуществляться двумя способами: *равномерным* размещением светильников под потолком освещаемого помещения и *неравномерным*. При равномерном размещении создается более или менее равномерная освещенность по всей площади помещения. Освещение с равномерным размещением светильников применяется, когда в производственных помещениях технологическое оборудование расположено равномерно по всей площади с одинаковыми условиями зрительной работы или когда необходимо в помещениях общественного или административного назначения обеспечить равномерное освещение. Если в освещаемом помещении имеются рабочие поверхности, требующие различных уровней освещенности, то для создания на них требуемой освещенности светильники размещают локализованно в зависимости от расположения рабочих поверхностей или производственного оборудования. Локализованное освещение следует предусматривать: в помещениях со стационарным крупным оборудованием (торговые залы магазинов, венткамеры, архивы, книгохранилища и т. п.); в выставочных помещениях с постоянно фиксированными плоскостями экспозиции; в помещениях, где рабочие места расположены группами, сосредоточенными на отдельных участках (пошивочные и ремонтные мастерские); в помещениях, на разных участках которых выполняются работы различной точности, требующие разных уровней освещенности. Применение локализованного освещения позволяет снизить установленную мощность осветительной установки по сравнению с равномерным освещением. Однако локализованное освещение имеет существенный недостаток — оно создает повышенную неравномерность распределения яркостей в поле зрения.

Система комбинированного освещения (общего и местного) применяется в помещениях с тонкими зрительными работами, требующими высокой освещенности. При такой системе одна часть светильников освещает только рабочие места (светильники местного освещения), а другая — все помещение, главным образом проходы и коридоры (общее освещение). Для непосредственного освещения рабочих мест на станках, верстаках или поблизости от рабочих мест устанавливают светильники местного освещения. Оно обеспечивает нужное направление света, почти полностью ликвидирует возникновение теней и бликов и при небольших мощностях ламп создает высокие освещенности на рабочих местах, что важно при точных зрительных работах.

Освещенность рабочих мест, создаваемая светильниками общего освещения при системе комбинирования, должна составлять 10% нормируемой для комбинированного освещения. Применение в помещении только местного освещения нормами запрещается.

Система комбинированного освещения уменьшает установленную мощность и расход электроэнергии (лампы местного освещения включаются только на время выполнения работ на рабочих местах). Однако несмотря на преимущества комбинированного освещения, капитальные затраты на его устройство больше, чем на устройство одного общего освещения. Это связано с необходимостью установки у каждого рабочего места шарнирного кронштейна для светильника местного освещения, а в помещениях с повышенной опасностью (производственные цехи) — понижающих трансформаторов.

Выбор системы освещения для помещений с повышенными требованиями к архитектурно-художественному оформлению (конференц-залы, актовые и выставочные залы, торговые и обеденные залы, вестибюли, холлы и т. д.) производится совместно с архитектором или художником-конструктором.

§ 6.3. Виды освещения

Электрическое освещение может быть следующих видов: рабочее, аварийное и эвакуационное.

Рабочее освещение устраивается во всех помещениях и создает на рабочих поверхностях нормированную освещенность.

Аварийное освещение необходимо там, где при внезапном отключении рабочего освещения возможно возникновение взрыва или пожара, массового травматизма, длительного расстройства технологического процесса и т. д., а также нарушение работы ответственных объектов (электростанции, узлы радиопередачи, водоснабжения, теплофикации и т. д.).

В общественных зданиях аварийное освещение должно устраиваться в помещениях: диспетчерских, операторских, узлов связи, электрощитовых, насосных, здравпунктов, постоянных постов охраны, аккумуляторных, бойлерных, дежурных, пожарных постов и т. д.

Аварийное освещение в аварийном режиме должно создавать на рабочих местах 5% освещенности, нормируемой для рабочего освещения при системе общего освещения, но не менее 2 лк.

Эвакуационное освещение служит для безопасной эвакуации людей из помещений при аварийном погасании рабочего освещения. Эвакуационное освещение должно обеспечивать освещенность основных проходов и ступеней лестниц не менее 0,5 лк.

Для аварийного и эвакуационного освещения разрешается использовать люминесцентные лампы и лампы накаливания. Люминесцентные лампы можно применять в помещениях с ми-

нимальной температурой воздуха не менее 5°C и при условии питания ламп во всех режимах переменным током с напряжением не ниже 90% номинального значения.

Применение ламп ДРЛ, ДРИ и ксеноновых ламп для аварийного и эвакуационного освещения запрещается. Светильники в большинстве случаев выделяют из числа светильников рабочего освещения и при нормальном режиме они участвуют в создании нормируемой освещенности помещения и рабочих поверхностей.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения присоединяются отдельными линиями к независимому источнику питания или переключаются на него автоматически при внезапном отключении рабочего освещения. Кроме того, они должны отличаться от светильников рабочего освещения типом, размером или специально нанесенными знаками.

§ 6.4. Выбор освещенности и коэффициента запаса. Качественные показатели

Выбор минимальной освещенности для внутреннего и наружного освещения производят по СНиП II-4-79 (Искусственное освещение. Нормы проектирования) в зависимости от размера объекта различения, контраста объекта с фоном и отражающих свойств фона (рабочей поверхности). Для определения величины освещенности в зависимости от указанных параметров требуется тщательное изучение технологического процесса, происходящего в освещаемом помещении. При установлении норм освещенности руководствуются следующей шкалой: 0,2; 0,3; 0,5; 1; 2; 3; 5; 10; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 300; 400; 500; 600; 750; 1000 лк.

Учитывая, что определение освещенности по основным нормам не всегда возможно, в проектной практике выбор освещенности производят по отраслевым нормам, составленным на основании СНиП II-4-79. В этих нормах приводятся величины освещенности для каждого помещения, расположение рабочих поверхностей, рекомендуемый источник света и коэффициент запаса, а также качественные показатели освещения.

Приведем некоторые определения светотехнических качественных показателей (коэффициент пульсации рассмотрен в гл. 4).

Блескость — это свойство светящихся поверхностей (поверхность источника света или отраженная поверхность, находящаяся в поле зрения) нарушать нормальное зрение. Неприятное воздействие блескости на зрение человека называют ослепленностью.

Уровень ослепленности выражается коэффициентом ослепленности S , определяемым отношением

$$S = V_1/V_2,$$

(6.1)

где V_1 — видимость объекта наблюдения при экранировании блеских источников света; V_2 — видимость объекта наблюдения при наличии блеских источников света в поле зрения.

В практике пользуются понятием *показателя ослепленности* P , который численно определяется из выражения

$$P = (S - 1) 10^3. \quad (6.2)$$

В осветительных установках промышленных предприятий для оценки слепящего действия, возникающего от блеских источников, служит показатель ослепленности. Для ограничения слепящего действия нормами регламентируются предельные значения этого показателя.

Осветительная установка отвечает требованиям норм по ограничению слепящего действия, если расчетное значение показателя ослепленности меньше регламентируемого нормами:

$$P_{\text{расч}} < P_{\text{норм}}^*.$$

На значение показателя ослепленности влияют следующие факторы: а) характер светораспределения светильников и мощность ламп; б) высота подвеса светильников над рабочей поверхностью и соотношение расстояния между светильниками или между их рядами; в) соотношение сторон освещаемого помещения.

В осветительных установках общественных зданий для оценки дискомфорта блескости источников света, вызывающей неприятные ощущения при распределении яркостей в поле зрения, принят показатель *дискомфорта* M , определяемый яркостью светильников, телесным углом, под которым виден светильник, положением светильника по отношению к глазу наблюдателя, яркостью адаптации и количеством светильников в помещении.

Для ограничения слепящего действия нормами регламентируются в зависимости от условия зрительной работы максимально допустимые значения показателя дискомфорта. Его значение нормируется в точке, расположенной у середины торцевой стены помещения на высоте 1.5 м от пола.

Слепящее действие будет ограничено, если расчетный показатель дискомфорта меньше нормированного для данного помещения:

$$M_{\text{расч}} < M_{\text{норм}}.$$

Показатель дискомфорта не регламентируется для помещений, длина которых не превышает двойной высоты установки осветительных приборов над полом, и для помещений, предназначенных для кратковременного пребывания или прохода людей.

В помещениях общественных зданий, где зрительная задача заключается в различении объекта и обзоре окружающего пространства (например, магазины, столовые, музеи, картинные галереи).

* В учебнике не рассмотрены методы определения значений показателей ослепленности, дискомфорта и цилиндрической освещенности [6].

лерей и т. п.) или только в обзоре окружающего пространства (например, концертные залы, зрительные залы театров, фойе, станции метро, вестибюли и т. п.), по условиям архитектурного оформления необходимо создавать впечатление насыщенности светом.

Характеристикой ощущения насыщенности помещения светом является *цилиндрическая освещенность* $E_{ц}$, определяемая как средняя плотность светового потока на боковой стороне цилиндра с вертикально расположенной осью, радиус и высота которого стремятся к нулю.

В помещениях, где необходимо ощущение насыщенности светом нормами, кроме горизонтальной освещенности регламентируется еще и цилиндрическая.

Цилиндрическая освещенность зависит от характеристик светильников, их размещения, геометрических размеров освещаемого помещения и отражающих свойств потолков, стен и пола.

Для создания насыщенности светом необходимо, чтобы расчетная цилиндрическая освещенность для данного помещения была не меньше нормируемой, т. е. $E_{ц\text{ расч}} \leq E_{ц\text{ норм}}$.

В табл. 6.1 и 6.2 приведены по отраслевым нормам значения освещенности, коэффициенты запаса и качественные показатели освещения для характерных групп помещений общественных зданий и предприятий.

При эксплуатации осветительной установки освещенности на рабочих поверхностях уменьшаются вследствие того, что с течением времени световой поток ламп снижается. Это вызвано загрязнением ламп, осветительной арматуры и отражающих поверхностей — стен и потолков. Для того чтобы поддерживать значение освещенности на рабочих поверхностях на уровне нормируемой в течение всего времени эксплуатации, ее расчетное значение принимают больше нормируемой. Это учитывается коэффициентом запаса, $K_{зап}$, который всегда больше единицы и характеризует кратность между расчетным и нормированным значениями освещенности, т. е.

$$K_{зап} = K_{расч} / E_{норм} \quad (6.3)$$

В табл. 6.3 даны значения коэффициентов запаса, учитывающие снижение освещенности в процессе эксплуатации.

§ 6.5. Выбор типа светильника

Для надежной работы осветительной установки и ее экономичности большое значение имеет правильный выбор светильника. При выборе проектировщик должен учитывать условия окружающей среды, в которой будет работать светильник, требуемое распределение светового потока в зависимости от назначения и характера отделки помещения и экономичность самого светильника.

Таблица 6.1

Помещения	Плоскость (Г — горизонтальная, В — вертикальная) нормированная освещенности	Освещение люминесцентными лампами			
		освещенность рабочих поверхностей, лк	цилиндрическая освещенность, лк	показатель дискомфорта, %, не более	коэффициент пульсации освещенности, %, не более
Здания управлений, конструкторских и проектных организаций, учреждений, научно-исследовательских учреждений:					
кабинеты и рабочие комнаты, проектные кабинеты	Г-0,8	300 *	—	40	15
проектные залы и комнаты, конструкторские, чертежные бюро	Г-0,8	500 *	—	40	10
читальные залы	Г 0,8	300	100	40	15
Общеобразовательные школы и школы-интернаты, профессионально-технические, средние специальные и высшие учебные заведения					
классные комнаты, аудитории, учебные кабинеты, лаборатории	Г 0,8	400 *	—	40	10
кабинеты и комнаты преподавателей	Г-0,8	200 *	—	60	15
Детские дошкольные учреждения:					
приемные помещения	Г-0,8	200	—	25	15
раздевательные помещения	Пол	200	—	60	15
групповые, игральные, столовые, комнаты для музыкальных и гимнастических занятий	Г-0,8	200	—	25	15
спальные комнаты, веранды	Г-0,8	25	—	25	15
Санатории, дома отдыха: палаты и спальные комнаты	Г-0,8	75 *	—	25	15
Предприятия общественного питания:					
обеденные залы, буфеты	Г-0,8	200	75	60	15
раздаточные	Г 0,8	300	—	40	15
горячие цехи	Г-0,8	200	—	60	15
Торговые залы магазинов: книжных, готового платья, белья, обуви, тканей, меховых изделий, головных уборов, парфюмерных, галантерейных, электро- и радиотоваров, продовольственных баз самообслуживания	Г-0,8	300	100	40	15

Помещения

Плоскость
(Г - горизонтальная,
В - вертикальная)
нормирования
освещенности

Освещение люминесцентными лампами

освещен-
ность
рабочих
поверх-
ностей,
лк

цилинд-
риче-
ская ос-
вещен-
ность, лк

показа-
тель
диском-
форта,
%, не
более

коэффи-
циент
пульса-
ции ос-
вещен-
ности, %
не более

Предприятия бытового об-
служивания населения:
парикмахерские
прачечные.

Г-0,8

400 *

—

40

10

отделения приема и
выдачи белья
стиральные отделения
сушильно-гладильные
отделения

Г-0,8

200

—

60

20

стиральные отделения
сушильно-гладильные
отделения

Пол

100

—

60

20

Г-0,8

200

—

60

15

Ателье химической чистки
одежды:

Г-0,8

200 *

—

60

20

салон приема и выдачи
одежды

Г-0,8

200

60

20

—

помещения химической
чистки

Жилые здания:

комнаты

Г-0,8

100 *

—

—

—

кухни

Г-0,8

100 *

—

—

—

коридоры, ванные, убор-
ные

Пол

50 *

—

—

—

Здравпункты:

ожидательные

Г-0,8

150

—

90

—

кабинеты врачей, пере-
вязочные

Г-0,8

300 *

—

15

15

процедурные кабинеты

Г-0,8

150 *

—

25

15

Вестибюли и гардеробные:

в вузах, школах, теат-
рах, клубах, общежити-
ях, гостиницах и глав-
ных входах в крупные
промышленные предпри-
ятия и общественные
здания

Пол

150

—

—

—

в других промышлен-
ных, вспомогательных и
общественных зданиях

Пол

75

—

—

—

Коридоры, проходы и пе-
реходы:

главные коридоры и
проходы

»

75

—

—

—

остальные коридоры и
проходы

»

50

—

—

—

лифтовые холлы

»

50

—

—

—

Машинные отделения лиф-
тов

Г-0,8

30 **

—

—

—

* Для местного освещения следует предусматривать штенсельные розетки.

** Норма дана для ламп накаливания.

Наименование помещения

Наименование помещения	Плос- кость нормиро- вания освещен- ности и ее высо- та от по- ла, м	Рекомендуемые значения				Наибольшие допустимые значения	
		при газо- разряд- ных лампах		при лампах накаливания			
		освещен- сти, лк	коэффици- ента запаса $K_{зап}$	освещен- ности, лк	коэффици- ента запаса $K_{зап}$	показателя ослепления сти P	коэффициента пульсации K_n
Слесарно-механическое отде- ление:							
общее освещение (в системе комбинирован- ного освещения)	Г-0,8	300	1,5	(150)	1,3	20	20
местное освещение на стан- ках и верстаках	—	2500	—	2000	—	—	10
Сборочные и сборочно-мон- тажное отделения	Г-0,8	330	1,5	(200)	1,3	40	20
Инструментальное и шлифо- вально-заточное отделения:							
общее освещение (в системе комбинированного освеще- ния)	Г-0,8	300	1,5	(150)	1,3	20	20
местное освещение на стан- ках и верстаках	—	3000	—	2000	—	—	10
Заготовительное отделение	Г-0,8	150	1,5	100	1,3	40	20
Кузнечное и термическое от- деление	Г-0,8	200	1,8	(150)	1,5	40	20
Сварочное, котельное и сва- рочно-наплавленное отделения	Г 0,8	200	1,8	(150)	1,5	40	20
Отделение металлопокрытий (гальваническое, помещение ванн, помещение шлифовальных и полировальных станков):							
общее освещение (в систе- ме комбинированного освеще- ния)	Г-0,8	300	1,8	(150)	1,5	20	20
местное освещение на стан- ках		2000	—	1500	—	—	10
Помещение приготовления растворов	Г-0,8	75	1,8	30	1,5	80	30
Медницкое отделение	Г-0,8	200	1,8	(150)	1,5	40	20
Трубопроводное и жестяниц- кое отделения	Г-0,8	200	1,5	(150)	1,3	40	20

Виды помещений	Коэффициент запаса $K_{\text{зап}}$	
	при газоразрядных лампах	при лампах накаливания
Производственные цехи: инструментальные, сборочные, механические, механо-сборочные, пошивочные, ткацкие, прядильные, деревообрабатывающие и т. д.	1,5	1,3
Помещения общественных и жилых зданий: кабинеты и рабочие помещения общественных зданий, жилые комнаты, учебные помещения, лаборатории, читальные залы, залы совещаний, торговые залы и т. д.	1,5	1,3

Если выбранный светильник конструктивно не соответствует условиям внешней среды, то это может привести к его чрезмерному запылению (в пыльных помещениях), вследствие чего уменьшится световой поток, излучаемый им; возникновению коррозии металлических частей и преждевременному выходу его из строя (в особо сырых помещениях); к повреждению изоляции проводов (может возникнуть короткое замыкание между проводами или на корпусе светильника); в пожароопасных и взрывоопасных помещениях — к пожару или взрыву.

Неправильный выбор светильников по светораспределению приводит к неэкономичному использованию светового потока источников света и росту установленной мощности осветительной установки. При равных условиях предпочтительнее светильники с высоким КПД, несмотря на их более высокую стоимость. Эти дополнительные затраты быстро окупаются за счет экономии электрической энергии.

При выборе типов светильников для освещения помещений в зависимости от их технологического назначения необходимо учитывать и светотехническую классификацию светильников (классы по светораспределению в пространстве и формы кривых силы света).

Для освещения горизонтальных рабочих поверхностей в производственных цехах и помещениях с низкими коэффициентами отражения стен и потолков применяют светильники класса П с кривой силы света К при высоких потолках, а с уменьшением высоты потолков — кривые силы света Г и Д.

В цехах со светлыми потолками и стенами применяют светильники классов Н и Р с теми же кривыми силы света в зависимости от высоты потолков. Светильники классов Н и Р с кривыми Д и Л применяют для освещения административно-конторских, учебных помещений, лабораторий и др. Светильники классов В и О применяют в тех случаях, когда необходимо создавать архитектурное освещение помещений в общественных зданиях, а светильники с кривой силы света Ш — только для освещения наружных территорий.

Электропромышленность выпускает большое количество светильников, различных по светотехническим и эксплуатационным характеристикам. Для возможности использования при проектировании освещения того или иного светильника в каталогах на светильники даны технические данные для каждого типа, в том числе его класс по светораспределению и форма кривой силы света.

Для общего освещения производственных помещений применяют светильники с лампами накаливания (ЛН), газоразрядными лампами высокого давления (ДРЛ) и люминесцентными лампами (ЛЛ). В зависимости от выполняемых технологических операций в помещениях и условий среды в них применяют светильники с соответствующими световыми характеристиками и конструктивными исполнениями для защиты от внешней среды.

В помещениях с нормальной средой, влажных, с ограниченным количеством пыли и жарких применяют светильники со степенью защиты IP20 (см. § 5.3). В помещениях сырых, особо сырых, с химической активной средой, пыльные и жаркие применяют светильники со степенью защиты IP61, IP53, IP54, 5'4. В особо пыльных помещениях применяют светильники со степенью защиты IP50 и IP60.

В табл. 6.4 приведены основные параметры некоторых типов светильников, применяемых для общего освещения производственных помещений и помещений общественных зданий.

Таблица 6.4

Наименование светильника	Источник света			Степень защиты	Класс свето- распре- деления	Способ ус- тановки
	тип	количество ламп в од- ном све- тильнике	мощность, Вт			
Производственные помещения						
Гс, НСП17	ЛН	1	500, 1000	IP20	П	Подвесной
ГсУ, НСП17	ЛН	1	500, 1000	5'3	П	»
УГМ15	ЛН	1	500	5'0	П	»
УГД, НСП20	ЛН	1	500, 1000	5'0	П	»
ПНР, НСП11	ЛН	1	100, 200, 500	IP60	Р	»
ППД, НСП11	ЛН	1	100, 200, 500	IP63	П	»
ППД2, НСП20	ЛН	1	500	IP63	П	»
НСП01, «Астра»	ЛН	1	100	IP23	П	»
ПСХ	ЛН	1	60	IP54	П	Потолоч- ный, настен- ный
НЧБ300М	ЛН	1	300		П	Подвесной
ВЗГ100А	ЛН	1	100			Потолоч- ный
ВЗГ200АМ	ЛН	1	200		П	Подвесной
ВЗГ-ВЧА-200М	ЛН	1	200		П	»
СД2ДРЛ	ДРЛ	1	250, 400, 700, 1000	IP20	П	»

Наименование светильника	Источник света			Степень защиты	Класс свето- распре- деления	Способ ус- тановки
	тип	количество ламп в од- ном све- тельном	мощность, Вт			
С ₃ 4ДРЛ	ДРЛ	1	250, 400, 700, 1000	IP20	П	Подвесной
РСР05	ДРЛ	1	250, 400, 700, 1000	IP23	П	»
УПДДРЛ	ДРЛ	1	250, 400	5'0	П	»
ЛД	ЛЛ	2	40, 80	IP20	П	»
ЛДО	ЛЛ	2	40, 80	IP20	Н	»
ЛДР	ЛЛ	2	40, 80	IP20	П	»
ЛДОР	ЛЛ	2	40, 80	IP20	Н	»
ЛСП02	ЛЛ	2	40, 65, 80	IP20	П	»
ПВЛ1	ЛЛ	2	40	IP54	Н	»
ПВЛМ	ЛЛ	2	40, 80	5'0	П	Подвесной Потолоч- ный
ПВЛП	ЛЛ	2	40	IP54	Н	Подвесной
НОГЛ	ЛЛ	1	80		Р	»
НОДЛ	ЛЛ	1	40		Р	»
Помещения общественных зданий						
УСП	ЛЛ	2	20, 40	IP20	П	Потолоч- ный
ЛПО01	ЛЛ	4				
		6				
		2	40, 65	2'0	Н	»
	ЛЛ	4	40			
		4	65			
ЛПО02	ЛЛ	2	20, 40, 65	2'0	П	»
		4	20, 40, 65			
ЛСО02	ЛЛ	2	40	2'0	Р	Подвесной
		4				
ЛСО04	ЛЛ	2	40, 65	IP20	Р	»
ШОД, ЛСО05	ЛЛ	2	40, 80	IP20	Р	»
ЛВО03	ЛЛ	2,4	40, 65	IP20	П	Встроен- ный
		2,4	40	2'0		
ЛВО31	ЛЛ	2	65, 80	2'0	Н	»
		2	65, 80			
НПО01	ЛН	1,2	60	2'0	Н	Потолоч- ный
НПО18	ЛН	2	40	2'0	Н	»
		2	60	IP20		
		1	60	2'0		
СВП	ЛН	1	200, 500	IP20	П	Встроен- ный
НВО04	ЛН	1	200, 300	IP20	П	»
СК300	ЛН	1	300	IP20	О	Подвесной

Наименование светильника	Источник света			Степень защиты	Класс свето- распре- деления	Способ установки
	тип	количество ламп в од- ном све- тильнике	мощность, Вт			
Новые светильники с энергоэкономичными люминесцентными лампами						
ЛПОЗЗ-001	ЛБ	2	18	IP20	П	Потолоч- ный
ЛПОЗЗ-001	ЛБ	2	36	IP20	П	»
ЛПОЗЗ-001	ЛБ	2	58	IP20	П	»

Примечание. Для освещения помещений общественных зданий можно использовать светильники, предназначенные для промышленных предприятий.

§ 6.6. Размещение светильников

При системе общего освещения светильники можно размещать над освещаемой поверхностью либо равномерно, либо локализованно. При равномерном освещении светильники располагают параллельными симметричными рядами, создавая при этом относительно равномерную освещенность по всей площади, а при локализованном — индивидуально для каждого рабочего места или участка производственного помещения, создавая при этом требуемые освещенности только на рабочих местах.

На рис. 6.1 показано расположение светильников общего освещения по высоте помещения. Минимальная высота подвеса светильника над освещаемой поверхностью определяется условиями ограничения ослепленности. Большинство помещений общественных зданий имеют высоту 2,5—3 м, поэтому высота подвеса ограничивается высотой помещения.

При общем равномерном освещении лучшими вариантами расположения светильников с лампами накаливания и лампами ДРЛ являются расположение их по углам прямоугольника или в шахматном порядке (рис. 6.2), а при расположении светильников по углам квадрата ($L_a = L_b$) или по углам равностороннего треугольника ($L_b = \sqrt{3}L_a$) получается наиболее равномерное распределение освещенности по всей площади помещения. Выбор расстояния между светильниками зависит от типа светильника, высоты его подвеса над рабочей поверхностью, а иногда способ расположения светильников зависит от архитектурных или строительных условий.

Следует учесть, что увеличение расстояния между светильниками и увеличение мощности каждого светильника приводит к увеличению неравномерного распределения освещенности на освещаемой поверхности, так как при этом освещенность под светильниками

намного больше освещенности точек между ними. Это приводит к неприятым условиям адаптации глаз человека и, кроме того, к увеличению установленной мощности осветительной установки. При частом расположении светильников неравномерность распределения освещенности снижается, однако в этом случае нужно применять лампы малой мощности с невысокой светоотдачей, а это приводит к повышенному расходу электроэнергии и росту первоначальных затрат (увеличение количества светильников и мон.

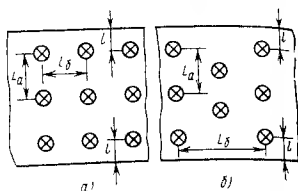
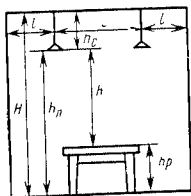


Рис 6.1. Расположение светильников по высоте помещения:

H — высота помещения; h — высота подвеса светильника над освещаемой поверхностью; h_n — высота подвеса светильника над полом; h_c — высота свеса светильника; h_p — высота рабочей поверхности над полом

Рис. 6.2. Схема размещения светильников общего освещения:

a — по вершинам прямоугольника; b — шахматное расположение

таж электросети). Отсюда следует, что при выборе расстояния между светильниками необходимо найти такое, которое обеспечило бы наименьшую установленную мощность осветительной установки и достаточную для практических условий равномерность освещения.

Установлено, что расстояние между светильниками зависит от наимыгоднейшей величины отношения L/h , где L — расстояние между светильниками или рядами, м; h — высота подвеса светильника над рабочей поверхностью, м.

Наимыгоднейшая величина отношения L/h в зависимости от кривой силы света должна быть в следующих пределах (табл. 6.5).

Таблица 6.5

Тип кривой силы света светильника	L/h		Тип кривой силы света светильника	L/h	
	рекомендуемые значения	наибольшие допустимые значения		рекомендуемые значения	наибольшие допустимые значения
К	0,4—0,7	0,9	М	1,8—2,6	3,4
Г	0,8—1,2	1,4	Л	1,4—2,0	2,3
Д	1,2—1,6	2,1			

Тип светильника	L/h
Светильники с лампами накаливания	0,9—1,0
Гс, ГсУ, НСП17	1,4—1,6
«Астра» 1, 11, 12 (НСП01, ППД, УПД)	
Светильники с люминесцентными лампами	1,4—1,6
ЛДР, ЛДОР, ОДР, ОДОР, ПВЛМ, ЛСП02, ЛСП06, ЛС002, УСП, ЛВП	
Светильники с лампами ДРЛ	1,4—1,6
УПДДРЛ, СД2ДРЛ, РСП05	0,9—1,0
СЗ4ДРЛ	

Часто по архитектурным соображениям или конструктивно-строительным и другим условиям не могут быть приняты наивыгоднейшие отношения L/h , в таких случаях допускается отступление от них в сторону уменьшения. Увеличение же рекомендованных отношений L/h нежелательно.

Ряды люминесцентных светильников следует располагать параллельно длинной стороне помещения со световыми проемами. Если проемы расположены на короткой стороне, то ряды светильников можно расположить как угодно. Расстояние от крайнего ряда светильников до стен (l) рекомендуется принимать около $0,5 L$ при наличии у стен проходов и около $0,3 L$ в остальных случаях.

При общем освещении рабочих помещений светильники с люминесцентными лампами для создания равномерного освещения следует располагать непрерывными рядами, если в каждом светильнике число ламп менее четырех. Светильники можно располагать и рядами с разрывами, но при этом расстояние между их торцами не должно превышать $0,5$ высоты подвеса светильников над освещаемой поверхностью. Если длина каждого ряда превышает двойную высоту подвеса светильников над освещаемой поверхностью, рекомендуется у краев ряда размещать замыкающие дополнительные светильники на расстоянии от стены не менее $0,3$ высоты подвеса. Если светильники располагаются рядами с разрывами, то взамен установки дополнительных светильников нужно светильники сближать у концов каждого ряда.

Расстояние от потолка до светильника h_c обычно принимается $0,5—0,7$ м (в жилых и общественных зданиях пониженной высоты $0,3—0,4$ м). При освещении помещения светильниками рассеянного и преимущественно отраженного света потолок должен быть равномерно освещен. При малых значениях h_c потолок освещается неравномерно пятнами. Равномерность распределения яркости по потолку обеспечивается при отношении $h_c/h = 0,2—0,25$.

§ 6.7. Основные методы расчета освещения

При расчете освещения осветительной установки определяют число и мощность источников света, необходимых для создания нормированной освещенности на освещаемой поверхности или фактическую освещенность в любой точке поверхности от установленных источников света. Рассмотрим основные методы расчета

Расчет освещения методом коэффициента использования светового потока. Для помещений, в которых предусматривается общее равномерное освещение горизонтальных поверхностей, освещение рассчитывают методом коэффициента использования светового потока.

По этому методу расчетную освещенность на горизонтальной поверхности определяют с учетом светового потока, падающего от светильников непосредственно на поверхность и отраженного от стен, потолка и самой поверхности. Так как этот метод учитывает и долю освещенности, создаваемую отраженным световым потоком, его применяют для расчета освещения помещений, где отраженный световой поток играет существенную роль, т. е. для помещений со светлыми стенами и потолками при светильниках рассеянного, отраженного и преимущественно отраженного света.

Метод коэффициента использования применим для расчета освещения помещений светильниками с лампами накаливания и люминесцентными.

Отношение светового потока, падающего на горизонтальную поверхность, к суммарному потоку всех ламп, размещенных в данном освещаемом помещении, называют коэффициентом использования светового потока осветительной установки:

$$\eta = (\Phi_{\text{п}} + \Phi_{\text{отр}}) / (N\Phi_{\text{л}}) = \Phi_{\text{р}} / N\Phi_{\text{л}}, \quad (6.4)$$

где $\Phi_{\text{п}}$ — световой поток, падающий от светильников непосредственно на освещаемую поверхность, лм; $\Phi_{\text{отр}}$ — отраженный световой поток, падающий на ту же освещаемую поверхность, лм; $\Phi_{\text{р}}$ — результирующий световой поток, лм; $\Phi_{\text{л}}$ — световой поток каждой лампы, лм; N — число ламп в освещаемом помещении.

Значение коэффициента использования всегда меньше единицы, так как $N\Phi_{\text{л}}$ всегда больше $\Phi_{\text{р}}$. Объясняется это тем, что не весь световой поток, излучаемый лампами, падает на освещаемую поверхность; некоторая его часть поглощается осветительной арматурой, стенами и потолком.

На коэффициент использования влияют следующие факторы.

1. **Тип и КПД светильника.** Чем больше выбранный светильник направляет световой поток непосредственно на освещаемую поверхность $\Phi_{\text{п}}$, тем больше коэффициент использования. Чем выше КПД светильника, тем меньше потери в нем, следовательно, больше коэффициент использования.

2. Геометрические размеры помещения. Чем больше освещаемая поверхность по сравнению с отражающими, тем выше коэффициент использования, так как при этом возрастает $F_{\text{п}}$.

3. Высота подвеса светильника над освещаемой поверхностью. Чем выше подвешены светильники над освещаемой поверхностью, тем больше светового потока поглощается стенами и потолком, следовательно, коэффициент использования уменьшается.

4. Окраска стен и потолка. Чем светлее окраска стен и потолка, тем выше коэффициент отражения и $\Phi_{\text{отр}}$ возрастает, а следовательно, возрастает и коэффициент использования.

Влияние геометрических размеров помещения на величину коэффициента использования характеризуется показателем (индексом) помещения i , определяемым для прямоугольных помещений по формуле

$$i = \frac{AB}{h(A+B)} + \frac{S}{h(A+B)}, \quad (6.5)$$

где A и B — длина и ширина помещения, м²; S — площадь помещения, м²; h — высота подвеса светильника над рабочей поверхностью, м.

Средняя освещенность горизонтальной поверхности

$$E_{\text{ср}} = \Phi_p S - \Phi_a N \eta / S;$$

откуда

$$\Phi_a = E_{\text{ср}} S N \eta. \quad (6.6)$$

Действующими нормами искусственного освещения нормируются не средние, а минимальные освещенности (средняя освещенность $E_{\text{ср}}$ всегда больше минимальной E_{min}). Учитывая, что световой поток, падающий на освещаемую поверхность, распределяется неравномерно, в формулу вводят поправочный коэффициент

$$z = \frac{E_{\text{ср}}}{E_{\text{min}}} > 1, \quad E_{\text{ср}} = E_{\text{min}} z. \quad (6.7)$$

Если расстояние между светильниками близко к наименьшему, то можно с достаточной для практики точностью принимать z для ламп накаливания 1,15 и 1,1 для люминесцентных ламп.

В формулу (6.6) необходимо вводить коэффициент запаса $K_{\text{зап}}$, учитывающий снижение освещенности в период эксплуатации осветительной установки.

С учетом коэффициентов $K_{\text{зап}}$ и z получим основное расчетное уравнение метода коэффициента использования:

$$\Phi_a = \frac{E_{\text{норм}} S K_{\text{зап}} z}{N \eta}. \quad (6.8)$$

По значению Φ_a в зависимости от напряжения сети выбирают стандартную лампу с ближайшим значением светового потока (для ламп накаливания).

При освещении помещения люминесцентными лампами по известному потоку лампы $\Phi_{\text{л}}$ по формуле (6.8) определяют количество ламп.

Значения коэффициентов использования светового потока определяют по таблицам, приведенным в электротехнических справочниках для отдельных типов светильников. Однако учитывая, что промышленность постоянно увеличивает номенклатуру выпускаемых светильников с люминесцентными лампами плафонного и подвесного типов, а составление таблиц значений коэффициентов использования светового потока осветительной установки с применением любого типа светильника затруднительно, были разработаны таблицы усредненных значений коэффициентов использования светового потока для групп светильников со сходными светотехническими характеристиками [7]. Наибольшая часть выпускаемых светильников с люминесцентными лампами объединена в 26 групп.

В табл. 6.7 и 6.8 приведены величины коэффициентов использования светового потока в процентах для некоторых типов светильников с лампами накаливания и люминесцентными в зависимости от типа светильника, показателя помещения, коэффициентов отражения потолка $\rho_{\text{п}}$, стен $\rho_{\text{с}}$ и расчетной поверхности $\rho_{\text{р}}$.

Пример 6.1. Административное помещение размером 12×14 м освещается потолочными светильниками прямого света ЛПО02. В каждом светильнике установлены по две люминесцентные лампы ЛБ40. Высота помещения 2,7 м, расчетная высота $h = 1,9$ м. Нормированная освещенность $E_{\text{норм}} = 300$ лк. Коэффициенты отражения потолка, стен и расчетной поверхности $\rho_{\text{п}} = 70\%$, $\rho_{\text{с}} = 50\%$, $\rho_{\text{расч}} = 10\%$. Определить требуемое количество светильников.

Решение. Показатель помещения

$$i = \frac{AB}{h(A+B)} = \frac{12 \cdot 14}{1,9(12+14)} = 3,4.$$

По табл. 6.8 для принятого светильника определяем коэффициент использования осветительной установки η . При $i = 3,4$ и принятых коэффициентах отражения $\eta = 0,51$. У лампы типа ЛБ40 расчетный световой поток $\Phi_{\text{л}} = 3000$ лм. Коэффициент запаса $K_{\text{зап}}$ по табл. 6.3 равен 1,5. Коэффициент z принимаем 1,1. Потребное количество светильников

$$N_{\text{св}} = \frac{E_{\text{норм}} S K_{\text{зап}} z}{2 \Phi_{\text{л}} \eta} = \frac{300 \cdot 168 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{2 \cdot 3000 \cdot 0,51} = 27 \text{ шт.}$$

Для светильника ЛПО02 с кривой силы света типа Д наиболее выгодное значение L/h можно принять 1,4 (см табл. 6.5) отсюда $L = 1,4 \cdot h = 1,4 \cdot 1,9 = 2,7$ м. Принимаем расстояние между рядами 3 м. Размещаем светильники в четыре ряда вдоль длинной стороны помещения. В каждом ряду устанавливаем по семь светильников. Общее количество составит 28. Общая установленная мощность (без учета потерь в ПРА): $P_{\text{уст}} = 28 \cdot (2 \cdot 40) = 2240$ Вт.

Пример 6.2. Освещение производственного помещения завода площадью $S = 600$ м² ($A = 20$ м, $B = 30$ м) проектировано светильниками ППД с лампами накаливания; $H = 5$ м, $h_{\text{р}} = 0,8$ м, $h_{\text{с}} = 0,5$ м. Высота подвеса светильников над рабочей поверхностью $h = H - h_{\text{р}} - h_{\text{с}} = 5 - 0,8 - 0,5 = 3,7$ м. Коэффициенты отражения $\rho_{\text{п}} = 50\%$, $\rho_{\text{с}} = 30\%$, $\rho_{\text{р}} = 10\%$. Нормированная освещенность $E_{\text{норм}} = 50$ лк. Определить требуемое количество светильников и мощность лампы накаливания, предназначенной для установки в светильник. Напряжение сети 380/220 В.

Светильники с люминесцентными лампами

Тип св- тыльника	ЛД		ЛДО		ЛДР		ЛДОР		ЛДО2		ЛВЛ1		ЛВЛМ		ЛВЛП		ЛСОД4		УСП		ЛПО02		ЛВ031	
	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50
$\rho_n, \%$	27	32	28	32	24	31	25	29	19	22	18	13	19	22	13	17	19	22	16	20	15	18	13	
$\rho_e, \%$	36	30	36	30	36	30	36	30	25	29	23	17	22	26	23	20	25	27	19	24	19	21	16	
$\rho_p, \%$	39	33	40	32	36	41	36	40	33	36	26	20	33	30	27	23	20	25	23	27	22	24	19	
	42	37	43	36	41	36	40	33	40	36	32	26	40	33	32	26	30	30	25	30	24	26	21	
	45	40	46	39	44	39	43	36	43	38	34	28	43	36	34	28	32	32	28	30	27	28	23	
	48	42	49	41	46	41	45	38	45	38	36	30	45	38	36	30	34	34	30	35	29	30	25	
	50	45	52	44	48	43	47	40	47	40	38	32	47	40	38	32	36	34	32	36	31	31	27	
	54	49	56	48	52	48	51	44	51	44	42	36	51	44	42	36	30	40	37	41	36	36	32	
	57	52	59	52	55	51	54	47	54	47	44	38	54	47	44	38	41	42	39	44	39	38	34	
	59	55	61	54	57	53	56	49	56	49	46	40	56	49	46	42	44	44	41	45	40	39	35	
	62	57	64	58	60	59	55	51	58	51	48	42	58	51	48	42	45	46	42	47	42	41	37	
	63	58	66	60	62	60	56	53	60	53	50	43	60	53	50	43	47	48	44	48	44	42	38	
	65	61	68	62	64	62	58	55	62	55	52	45	62	55	52	45	48	49	45	50	45	44	40	
	67	62	69	64	66	64	60	56	63	56	53	47	63	56	53	47	39	50	46	51	47	45	41	
	68	64	71	64	65	65	61	58	64	58	54	48	64	58	54	48	40	51	48	52	48	46	42	
	70	67	74	67	67	67	64	60	67	60	57	51	67	60	57	51	42	53	50	54	50	47	44	

i	Коэффициенты использования $\eta, \%$																							
	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50	70	50
0,5	27	32	28	32	24	31	25	29	19	22	18	13	19	22	13	17	18	23	22	16	20	15	18	13
0,6	36	30	36	30	36	30	36	30	25	29	23	17	22	26	23	20	25	27	19	24	19	21	16	
0,7	39	33	40	32	36	41	36	40	33	36	26	20	33	30	27	23	20	25	23	27	22	24	19	
0,8	42	37	43	36	41	36	40	33	40	36	32	26	40	33	32	26	30	30	25	30	24	26	21	
0,9	45	40	46	39	44	39	43	36	43	38	34	28	43	36	34	28	32	32	28	30	27	28	23	
1,0	48	42	49	41	46	41	45	38	45	38	36	30	45	38	36	30	34	34	30	35	29	30	25	
1,1	50	45	52	44	48	43	47	40	47	40	38	32	47	40	38	32	36	34	32	36	31	31	27	
1,25	54	49	56	48	52	48	51	44	51	44	42	36	51	44	42	36	30	40	37	41	36	36	32	
1,5	57	52	59	52	55	51	54	47	54	47	44	38	54	47	44	38	41	42	39	44	39	38	34	
1,75	59	55	61	54	57	53	56	49	56	49	46	40	56	49	46	42	44	44	41	45	40	39	35	
2,0	62	57	64	58	60	59	55	51	58	51	48	42	58	51	48	42	45	46	42	47	42	41	37	
2,25	63	58	66	60	62	60	56	53	60	53	50	43	60	53	50	43	47	48	44	48	44	42	38	
2,5	65	61	68	62	64	62	58	55	62	55	52	45	62	55	52	45	48	49	45	50	45	44	40	
3,0	67	62	69	64	66	64	60	56	63	56	53	47	63	56	53	47	39	50	46	51	47	45	41	
3,5	68	64	71	64	65	65	61	58	64	58	54	48	64	58	54	48	40	51	48	52	48	46	42	
4,0	70	67	74	67	67	67	64	60	67	60	57	51	67	60	57	51	42	53	50	54	50	47	44	
5																								

Коэффициенты использования $\eta, \%$

Решение. Определяем индекс помещения:

$$i = \frac{AB}{h(A+B)} = \frac{20 \cdot 30}{3,7(20+30)} = 3,2.$$

По табл. 6.7 для светильника ППД и при заданных коэффициентах отражения определяем коэффициент использования $\eta = 0,57$. Принимаем $K_{\text{зап}} = 1,3$; $z = 1,15$. Светильник ППД имеет кривую светораспределения типа Д, для которого наиболее выгоднейшее значение L/h можно принять 1,4 (табл. 6.5). Расстояние между светильниками будет $L = h \cdot 1,4 = 3,7 \cdot 1,4 = 5,2$ м. Принимаем 5 м. Размещаем светильники вдоль длинной стороны помещения в четыре ряда по шесть светильников в каждом ряду. Всего устанавливаем $N_{\text{св}} = 24$ светильника.

Определяем требуемый поток одной лампы:

$$\Phi_{\text{л}} = \frac{E_{\text{норм}} SK_{\text{зап}} z}{N_{\text{св}} \eta} = \frac{50 \cdot 600 \cdot 1,3 \cdot 1,15}{24 \cdot 0,57} = 3180 \text{ лм.}$$

По табл. 4.1 для напряжения 220 В выбираем лампу накаливания мощностью 200 Вт, световой поток которой 2800 лм.

Фактическая освещенность при выбранных лампах составит $E_{\text{факт}} = 3180/2800 \cdot 50 = 57$ лк.

Отклонение расчетной освещенности от нормируемой допускается в пределах от -10 до $+20\%$. Суммарная мощность всех ламп, установленных в помещении составит $P_{\text{уст}} = 24 \cdot 200 = 4800$ Вт.

Пример 6.3. Освещение сборочно-монтажного цеха завода площадью $S = 1200 \text{ м}^2$ ($A = 30$ м, $B = 40$ м) запроектировано светильниками ЛДОР с люминесцентными лампами типа ЛБ; $H = 5$ м, $h_p = 0,8$ м, $h_c = 0,5$ м. Высота подвеса светильника над рабочей поверхностью $h = H - h_p - h_c = 5 - 0,8 - 0,5 = 3,7$ м. Коэффициенты отражения: $\rho_{\text{п}} = 50\%$, $\rho_{\text{с}} = 30\%$, $\rho_{\text{р}} = 10\%$. Нормированная освещенность $E_{\text{норм}} = 300$ лк. Определить требуемое количество светильников. Напряжение сети 380/220 В.

Решение. Индекс помещения цеха

$$i = \frac{30 \cdot 40}{3,7(30+40)} = 4,7.$$

По табл. 6.8 для светильника ЛДОР и при заданных коэффициентах отражения определяем коэффициент использования $\eta = 0,63$. Принимаем $K_{\text{зап}} = 1,5$; $z = 1,1$. Светильник ЛДОР имеет в поперечной плоскости кривую светораспределения типа Д, для которого по табл. 6.5 можно принять $L/h = 1,4$. Тогда $L = h \cdot 1,4 = 3,7 \cdot 1,4 = 5,2$ м. Принимаем расстояние между рядами светильников 5 м. Размещаем светильники в шесть рядов. Определяем требуемый световой поток одного ряда:

$$\Phi_{\text{ряда}} = \frac{300 \cdot 1200 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{6 \cdot 0,63} = 158\,000 \text{ лм.}$$

В каждом светильнике устанавливаем две лампы по 40 Вт с расчетным световым потоком $\Phi_{\text{расч}} = 3000$ лм.

Требуемое число светильников в одном ряду $N_{\text{св}} = 158\,000/(2 \cdot 3000) = 27$.

Длина одного светильника 1,24 м. Общая длина ряда составит $1,24 \cdot 27 = 33,5$ м.

Длина цеха 40 м. Следовательно, светильники могут быть установлены в линию или с небольшими разрывами. Таким образом в цехе устанавливаем 162 (27·6) светильника ЛДОР (2·40).

Общая установленная мощность (без потерь в ПРА) составит $P_{\text{св}} = 162 \cdot 80 = 12\,960$ Вт, или 12,96 кВт.

Приближенный метод расчета по удельной мощности. Удельной мощностью $P_{\text{уд}}$ называется отношение суммарной мощности всех ламп, установленных в данном помещении, к площади освещаемой поверхности (пола) (Вт/м^2):

$$P_{\text{ух}} = N P_{\text{л}} S. \quad (6,9)$$

В проектной практике широко применяют метод удельной мощности, позволяющий без выполнения светотехнических расчетов определять мощность всех ламп общего равномерного освещения, требуемого в данном помещении. Кроме того, метод удельной мощности применяют для приблизительной оценки правильности произведенного светотехнического расчета осветительной установки.

В основу расчета по удельной мощности положен метод коэффициента использования.

Известно, что световая отдача лампы (лм/Вт)

$$\omega = \Phi_{\lambda} / P_{\lambda}.$$

Отсюда

$$\Phi_{\lambda} = P_{\lambda} \omega = \frac{E_{\text{норм}} S K_{\text{зап}} z}{N \eta}.$$

Решив это уравнение относительно $N P_{\lambda}$ и разделив обе части уравнения на площадь S , получим

$$\frac{N P_{\lambda}}{S} = \frac{E_{\text{норм}} K_{\text{зап}} z}{\omega \eta} = P_{\text{уд}}. \quad (6.10)$$

Из формулы (6.10) видно, что удельная мощность является функцией переменных величин, входящих в формулу расчета по методу коэффициента использования. На основании светотехнических расчетов, выполненных этим методом, составлены таблицы удельной мощности при равномерном размещении стандартных светильников общего освещения. В качестве примера приводим значение удельных мощностей для седьмой группы светильников с люминесцентными лампами (ЛС002, ШОД) при освещенности 100 лк (табл. 6.9).

Между значениями освещенности и удельной мощности имеет место прямая пропорциональность, поэтому для определения удельной мощности по принятой освещенности следует значение, найденное по табл. 6.9, увеличить или уменьшить во столько раз, во сколько нормируемая освещенность для данного помещения больше или меньше 100 лк.

Порядок расчета по методу удельной мощности следующий. Для освещаемого помещения выбирают тип светильника и расчетную высоту его подвеса. При светильниках с лампами накаливания намечают наимыгоднейшее число светильников $N_{\text{св}}$; в зависимости от величины нормируемой освещенности $E_{\text{норм}}$, площади освещаемого помещения S , расчетной высоты подвеса $h_{\text{расч}}$ и коэффициентов отражений по соответствующей таблице находят удельную мощность $P_{\text{уд}}$ [7], определяют суммарную установленную мощность ламп ($P_{\text{уд}} = P_{\text{уд}} S$) и мощность одной лампы ($P_{\lambda} = P_{\text{уст}} / N$). При светильниках с люминесцентными лампами порядок расчета несколько изменяется, так как заранее известна мощность ламп в каждом светильнике. Поэтому после определения

мощности осветительной установки ($P_{уст} = P_{уд}S$) определяют число светильников $N_{св} = P_{уст} / (NP_{л})$, где N — число ламп в светильнике.

Таблица 69

Расчетная высота подвеса светильника $h_{расч}$, м	Площадь S , м ²	Удельная мощность (Вт/м ²) для седьмой группы светильников с лампами типов ЛБ 40, ЛБ 80, ЛД 40, ЛД 80, ЛД 165, ЛД 180 $\rho_{пл} = 70\%$, $\rho_{с} = 50\%$, $\rho_{расч} = 10\%$, $K_{зеп} = 1$, $z = 1$			
		ЛБ 40, 65	ЛД 40, ЛБ 80 ЛХБ 40, 65 ЛТ 40, 65	ЛХБ 80 ЛТБ 80, ЛД 65 ЛДЦ 40	ЛД 80 ЛДЦ 65, ЛДЦ 80
2—3	10—15	10,1	11,6	13,2	15,5
	15—25	8,5	9,6	10,8	12,9
	25—50	7	8	9,1	10,4
	50—150	5,7	6,7	7,7	8,8
	150—300	5,1	6	6,7	7,8
	> 300	4,5	5,4	6,3	7,2
3—4	10—15	14,4	17,6	19	23
	15—20	11,4	13,4	15	17,6
	20—30	9,9	11,4	12,9	15
	30—50	8,3	9,6	10,8	12,7
	50—120	6,8	7,8	8,9	10,2
	120—300	5,6	6,6	7,6	8,7
	> 300	4,5	5,4	6,3	7,2

Пример 6.4. В помещении читального зала размером 10×12 м требуется создать освещенность $E_{норм} = 300$ лк. Предусмотрены светильники типа ЛСО02 с двумя люминесцентными лампами ЛБ по 40 Вт. Светильники устанавливаются на высоте $h_{расч} = 1,9$ м над расчетной поверхностью. Коэффициенты отражения $\rho_{пл} = 70\%$, $\rho_{с} = 50\%$, $\rho_{расч} = 10\%$. Определить суммарную мощность освещения читального зала и необходимое количество светильников.

Решение. По табл. 69 определяем значение удельной мощности: при 100 лк

$$P_{уд \text{ табл}} = 5,7 \text{ Вт/м}^2.$$

при 300 лк

$$P_{уд} = P_{уд \text{ табл}} \cdot 3 = 5,7 \cdot 3 = 17,1 \text{ Вт/м}^2$$

Суммарная мощность $P_{уст} = P_{уд}S = 17,1 \cdot 120 = 2052$ Вт. Количество светильников $N_{св} = P_{уст} / P_{св} = 2052 / 80 = 25,3$.

Принимаем к установке 26 светильников.

Расчет освещения точечным методом. Точечный метод в отличие от метода коэффициента использования позволяет определить освещенность любой точки на рабочей поверхности, как угодно расположенной в пространстве, например горизонтально, вертикально или наклонно. Расчет освещения точечным методом производят тогда, когда невозможно применить метод коэффициента использования, например расчеты локализованного или наружного освещения, освещения наклонных или вертикальных поверхностей. Точечный метод также часто применяют в качестве проверочного

расчета, когда необходимо оценить фактическое распределение освещенности на освещаемой поверхности. Однако точечный метод имеет существенный недостаток: не учитывает освещенность, создаваемую световым потоком, отраженным от стен и потолков, вследствие чего освещенность получается несколько заниженной. Поэтому точечный метод можно применять для расчета освещения помещений, в которых отраженный световой поток составляет незначительную долю по сравнению со световым потоком, падающим

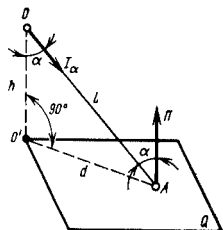


Рис. 6.3. Схема к расчету освещенности точки на горизонтальной плоскости

непосредственно на освещаемую поверхность, например производственных помещений с низкими коэффициентами отражения стен и потолков. Точечный метод для расчета освещения помещений общественных зданий применяют сравнительно редко.

Определение горизонтальной освещенности. Пусть горизонтальная поверхность Q освещается светильником общего освещения с точечным источником света O (рис. 6.3). Источник света может считаться точечным, если расстояние от него до освещаемой поверхности в 5—10 раз превышает его размер, например лампы накаливания или лампы ДРЛ. Точка A , лежащая на этой поверхности, находится на расстоянии l от источника света. Для определения освещенности в точке A воспользуемся известным соотношением между освещенностью и силой света [см. (3.14)]:

$$E_{гА} = I_{\alpha} \cos \alpha \cdot (l^2 K_{зан}). \quad (6.11)$$

Из рис. 6.3 выразим расстояние l через высоту подвеса светильника над расчетной поверхностью h :

$$l = h \cos \alpha.$$

Отсюда горизонтальная освещенность в точке A

$$E_{гА} = I_{\alpha} \cos^3 \alpha \cdot (h^2 K_{зан}). \quad (6.12)$$

Расчет по определению освещенности в заданной точке горизонтальной поверхности производят в следующем порядке.

1. Определяют тангенс угла, образованного вертикалью и лучом света, падающим в заданную точку:

$$\operatorname{tg} \alpha = d/h, \quad (6.13)$$

где d — расстояние от проекции оси светильника на плоскость до заданной точки, значение d измеряется по плану, м.

2. По найденному тангенсу угла α из таблицы тригонометрических величин определяют угол α и $\cos^3 \alpha$.

3. По кривой силы света выбранного типа светильника с условной лампой $\Phi_{\lambda}' = 1000$ лм определяют по найденному углу α силу света $I_{\alpha(1000)}$. Кривые силы света стандартных светильников с условной лампой в 1000 лм приводятся в светотехнических справочниках. Иногда вместо кривых силы света даются таблицы значений силы света стандартных светильников в зависимости от угла α .

4. По формуле (6.12) находят условную горизонтальную освещенность $E'_{гА}$ (для лампы в 1000 лм).

5. Условную освещенность пересчитывают с учетом светового потока лампы, установленной в светильнике:

$$E_{гА} = E'_{гА} \frac{\Phi_{\lambda}}{1000}, \quad (6.14)$$

где Φ_{λ} — световой поток лампы по ГОСТу.

Если рассматриваемая точка A на поверхности Q освещается несколькими светильниками общего освещения, то

$$E'_{гА} = e_{1А} + e_{2А} + \dots + e_{nА} = \sum_1^n e_{nА},$$

где $e_{1А}$, $e_{2А}$ — освещенности, создаваемые в точке A отдельными светильниками.

Расчетная формула для определения фактической освещенности (лк) в точке A от нескольких однотипных светильников общего освещения с лампами одинаковой мощности примет вид

$$E_{гА} = \frac{\Phi_{\lambda}}{1000} \sum_1^n e_{nА}. \quad (6.15)$$

Если задана освещенность $E_{г}$ в данной точке освещаемой поверхности, то по этому выражению можно определить величину светового потока лампы (лм), а следовательно, ее мощность:

$$\Phi_{\lambda} = E_{г} 1000 \left/ \sum_1^n e_{nА} \right. \quad (6.16)$$

При расчете освещения точечным методом выбирают такие точки на освещаемой поверхности, у которых освещенность заведомо меньше по сравнению с освещенностью других точек. При этом наименьшая освещенность у них не должна быть ниже нормируемой.

Расчет освещения таким методом труден, так как требуется определить значения освещенности от каждого светильника и суммировать их: $\sum_1^n e_{nА}$.

Для упрощения этого метода в практике применяют наиболее распространенный способ расчета по пространственным кривым равной освещенности (изолуксы). Эти кривые построены для различных типов стандартных светильников с условной лампой в 1000 лм в прямоугольной системе координат в зависимости от высоты подвеса светильника $h_{расч}$ и расстояния d проекции светильника на горизонтальную поверхность до заданной точки.

Для примера на рис. 6.4 даны пространственные изолуксы условной горизонтальной освещенности светильника ППР.

Расчет производят в следующем порядке.

1. По кривым для выбранного типа стандартного светильника в зависимости от высоты его подвеса h и расстояния d , определенного по плану, для каждого значения находят близлежащую кривую, на которой указана условная освещенность. Если точка, заданная координатами h и d , не попадает на кривую, то значение освещенности определяется посредством интерполирования между двумя ближайшими кривыми.

Рис 6.4 Пространственные изолуксы условной горизонтальной освещенности

2. Найденные по кривым условные освещенности от различных светильников для расчетной точки суммируются:

$$\sum e_r = e_{r1} + e_{r2} + \dots + e_{rn}.$$

3. Если установленные светильники однотипны с лампами накаливания одинаковой мощности, значение светового потока одной лампы при заданной освещенности E_r определяют как

$$\Phi_d = 1000 E_r K_{зав} (\mu \sum e_r),$$

где μ — коэффициент, учитывающий дополнительную освещенность в заданной точке от удаленных светильников, не учтенных при определении $\sum e_r$, и от отражения стен, потолка и расчетной поверхности помещения. Значение μ в зависимости от коэффициентов отражения поверхностей помещения принимают в пределах 1 — 1,2.

Пример 6.5. В части помещения сборочного цеха на высоте 4 м над рабочей поверхностью расположены светильники общего равномерного освещения типа ППР, как показано на рис 6.5

В результате расчета методом удельной мощности при $E_{норм} = 200$ лк в каждом светильнике устанавливается лампа накаливания мощностью 500 Вт. Определить освещенность в наилучшей по освещенности контрольной точке А.

Решение По расстоянию (в метрах) проекции d каждого светильника до точки А (рис 6.5) по кривым равной освещенности (изолуксам) для светильника ППР (см рис 6.4) находим значения условных освещенностей (таб. 6.10).

Номер светильника	Расстояние от проекции d , м	Условная освещен- ность, лк	Номер све- тильника	Расстояние от проекции d , м	Условная освещен- ность, лк
1	$d_1=8,75$	$e_1=3,4$	9	$d_9=11,3$	$e_9=0,1$
2	$d_2=5,25$	$e_2=1,2$	10	$d_{10}=8,9$	$e_{10}=0,3$
3	$d_3=1,75$	$e_3=1,0$	11	$d_{11}=7,4$	$e_{11}=0,5$
4	$d_4=1,75$	$e_4=1,0$	12	$d_{12}=7,4$	$e_{12}=0,5$
5	$d_5=9,4$	$e_5=2,25$	13	$d_{13}=13,9$	$e_{13}=—$
6	$d_6=6,4$	$e_6=0,7$	14	$d_{14}=12$	$e_{14}=—$
7	$d_7=4$	$e_7=1,75$	15	$d_{15}=10,9$	$e_{15}=0,1$
8	$d_8=4$	$e_8=1,75$	16	$d_{16}=10,9$	$e_{16}=0,1$

Найденные по кривым условные освещенности от светильников 1—16 для расчетной точки А суммируются $\Sigma e = 3,4 + 1,2 + 1,0 + 1,0 + 2,25 + 0,7 + 1,75 + 1,75 + 0,1 + 0,3 + 0,5 + 0,5 + 0,1 + 0,1 = 32,4$ лк. Определяем действительную расчетную освещенность в точке А.

$$E_{гА} = \frac{\Phi_{л} \mu \Sigma e_{г}}{1000 K_{зп}} = \frac{8300 \cdot 1,1 \cdot 32,4}{1000 \cdot 1,3} = 226 \text{ лк},$$

т. е. расчетная освещенность немного больше нормируемой $E_{норм} = 200$ лк. Принимаем $\mu = 1,11$; $K_{зп} = 1,3$; лампа 500 Вт, 220 В, $\Phi_{л} = 8300$ лм (см. табл. 4.1).

Точечный метод расчета освещения люминесцентными лампами. В большинстве случаев светильники с люминесцентными лампами располагают в помещении под потолком параллельными рядами, при этом их соединяют либо в сплошную линию, либо с небольшими разрывами. Если отношение расстояния между светильниками в ряду λ к расчетной высоте их подвеса h не превышает 0,5, т. е. $\lambda/h < 0,5$, то можно считать, что световой поток распределяется на освещаемой поверхности вдоль ряда равномерно и его можно рассматривать как светящуюся линию. Так как протяженность светящейся линии соизмерима с расстоянием до освещаемой поверхности, формулы точечного метода, выведенные для точечных источников света (лампы накаливания и ДРЛ), в обычном виде для расчета освещения от светящейся линии с люминесцентными лампами неприменимы.

Ввиду сложности расчета освещения от световых линий или протяженных светильников по формулам в практике широко распространен метод расчета с помощью кривых равных значений

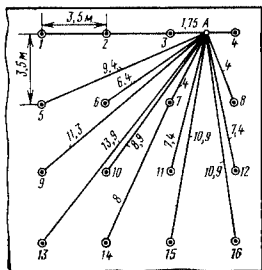


Рис. 6.5. Схема к примеру 6.3

относительной освещенности (линейных изолукс). По этим кривым, построенным для наиболее распространенных стандартных светильников, определяют горизонтальную освещенность e при расположении ламп над освещаемой поверхностью на высоте $h = 1$ м и световым потоком в 1000 лм, приходящимся на 1 м светящейся линии (плотность светового потока $\Phi' = 1000$ лм/м). В качестве примера на рис. 6.6 приведены линейные изолуксы для светильников группы 4 (ЛДОР, ПВЛМ, ЛСП02).

При определении относительной освещенности в точке А (рис. 6.7) по линейным изолуксам (рис. 6.6) необходимо найти относительные размеры:

$p' = p/h$ и $L' = L/h$, где p — расстояние от точки А до перпендикуляра, опущенного на расчетную плоскость из конца светящейся линии.

Если заданная точка не лежит против конца ряда светильников, то его делят на две части или дополняют условным отрезком, после чего относительные освещенности суммируют или вычитают, как показано на рис. 6.8.

Рис. 6.6 Линейные изолуксы для светильников четвертой группы

При общем равномерном освещении в концах ряда освещенность имеет наименьшую величину. Если вблизи торцовых стен не производят работ, то некоторым уменьшением освещенности по сравнению с нормируемой $E_{\text{норм}}$ можно пренебречь. Если для данного помещения необходимо получить нормируемую освещенность $E_{\text{норм}}$ и в конце ряда, то либо продлевают ряд, либо в конце его удваивают число ламп. Если заданная точка освещается несколькими рядами, то значение e суммируются для всех рядов Σe . Плотность светового потока ряда (лм/м) определяют из выражения

$$\Phi'_{\text{ряда}} = \Phi_{\text{ряда}} / L. \quad (6.17)$$

Полный световой поток ламп ряда (лм)

$$\Phi_{\text{ряда}} = \Phi'_{\text{ряда}} L. \quad (6.18)$$

Необходимую плотность светового потока ламп в ряду $\Phi'_{\text{ряда}}$ при заданной величине освещенности E , коэффициента запаса $K_{\text{зап}}$ и коэффициента μ , учитывающего отражение поверхностей помещения, находят по формуле

$$\Phi'_{\text{ряда}} = 1000 E K_{\text{зап}} h (\mu \Sigma e). \quad (6.19)$$

Умножая $\Phi'_{\text{ряда}}$ на длину ряда светильников L , определяют общий необходимый поток всех ламп в ряду $\Phi_{\text{ряда}}$. Делением общего потока на поток ламп в одном светильнике находят необходимое число светильников:

$$N_{\text{св}} = \Phi_{\text{ряда}} / \Phi_{\text{св}} \quad (6.20)$$

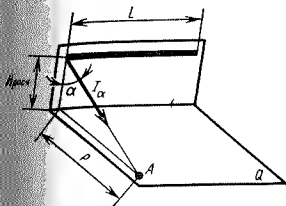


Рис. 6.7. Схема к расчету освещенности точки от светящейся полосы

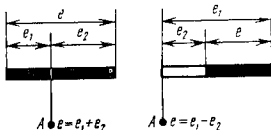


Рис. 6.8. Схема расчета освещенности для точек, не лежащих в конце светящейся полосы

При отсутствии кривых равных значений относительной освещенности (линейных изолюкс) для выбранного светильника можно воспользоваться кривой распределения силы света в поперечной плоскости I_α с условной лампой 1000 лм, которая приводится в каталоге для данного светильника. Относительная освещенность e при данном типе светильника зависит от его светораспределения в поперечной плоскости I_α и относительных величин p' и L' .

По графику рис. 6.9 по значениям p' и L' определяют значение вспомогательной функции $f(p', L')$ и угол α . По поперечной кривой силы света для данного светильника и соответствующего угла α находят I_α (1000).

Относительную освещенность (лк) для заданных p' и L' определяют

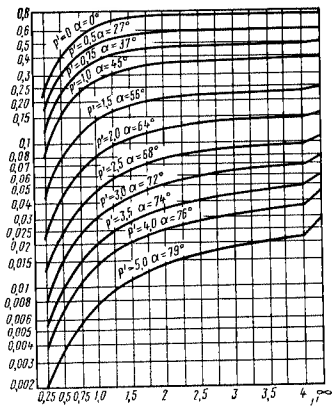


Рис. 6.9. График $f(p', L')$ для расчета освещенности, осуществляемого люминесцентными светильниками

как произведение функции $f(p', L')$ на значение I_a , т. е.

$$e = I_a f(p', L'). \quad (6.21)$$

Пример 6.6. Для освещения производственного помещения площадью $12 \times 6 = 72 \text{ м}^2$ применяют светильники ЛДОР с двумя люминесцентными лампами ЛБ-40, подвешенными на высоте 3,6 м над освещаемой поверхностью. Предполагается расположить светильники в два ряда, как показано на рис. 6.10. В двух метрах от каждой торцевой стены основные работы не производятся. Требуется обеспечить в пределах рабочей зоны освещенность $E = 300 \text{ лк}$, приняв коэффициент запаса $K_{\text{зап}} = 1,5$.

Решение. Из рис. 6.10 определяем относительные величины. Для отрезков $a-b$, $z-d$: $p_1' = p/h = 1,8/3,6 = 0,5$; $L_1' = (a-b)/h = 2/3,6 = 0,56$; для отрезков $b-e$, $d-e$: $p_2' = p/h = 1,8/3,6 = 0,5$; $L_2' = (b-e)/h = 10/3,6 = 2,8$. По кривым равных значений относительной освещенности для светильника ЛДОР (см. рис. 6.6) находим: при $p_1' = 0,5$ и $L_1' = 0,56$ $e_1 = 72 \text{ лк}$; при $p_2' = 0,5$ и $L_2' = 2,8$ $e_2 = 123 \text{ лк}$.

Суммарная относительная освещенность: $\Sigma e = 2e_1 + 2e_2 = 2 \cdot 72 + 2 \cdot 123 = 390 \text{ лк}$.

Такой же результат получим при определении Σe с помощью кривой силы света для данного светильника.

По значениям $p_1' = 0,5$ и $L_1' = 0,56$ по рис. 6.9 находим $f(p_1', L_1') = 0,35$; $\alpha = 27^\circ$.

По значениям $p_2' = 0,5$ и $L_2' = 2,8$ определяем $f(p_2', L_2') = 0,58$, $\alpha = 27^\circ$. По кривой силы света в поперечной плоскости находим $I_{27^\circ} = 207 \text{ кд}$. Суммарная относительная освещенность: $\Sigma e = 207(0,35 \times 2 + 0,58 \times 2) = 286 \text{ лк}$.

Необходимая плотность светового потока с учетом $\mu = 1,1$

$$\Phi' = \frac{1000 E K_{\text{зап}} h}{\mu \Sigma e} = \frac{1000 \cdot 300 \cdot 1,5 \cdot 3,6}{1,1 \cdot 386} = 3855 \text{ лк}.$$

Полный световой поток ламп в ряду $\Phi = \Phi' L = 3855 \cdot 12 = 46\,260 \text{ лм}$.
Световой поток двух ламп в одном светильнике $\Phi_{\text{св}} = 2 \cdot 2850 = 5700 \text{ лм}$.
Число светильников в одном ряду $N_{\text{св}} = \Phi / \Phi_{\text{св}} = 46\,260 / 5700 = 8$.
Светильники размещаются в ряд с разрывами в 30 см.

ГЛАВА 7

ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ ПО ДОПУСТИМОМУ НАГРЕВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПЛОТНОСТИ ТОКА

§ 7.1. Предельно допустимые температуры нагрева проводов и кабелей

При прохождении тока по проводнику проводник нагревается и его температура повышается. Количество выделяемой при этом тепловой энергии, Дж, определяется уравнением

$$Q = I^2 R t, \quad (7.1)$$

где I — ток, А; R — активное сопротивление проводника, Ом; t — время, с.

Наращение температуры проводника будет продолжаться до тех пор, пока количество теплоты, получаемое проводником в единицу времени, не станет равным количеству теплоты, отдаваемому проводником за тот же промежуток времени в окружающую среду. В момент наступления равновесия между теплотой, выделяемой током в проводнике, и теплотой, отдаваемой в окружающую среду, рост температуры в проводнике прекратится. Температура, при которой наступает тепловое равновесие, называется установившейся.

Каждому длительно протекающему току по проводнику при заданных условиях охлаждения (температура среды, ветер, осадки) соответствует определенная установившаяся температура проводника. На практике часто пользуются не величиной абсолютной температуры, а величиной температуры перегрева t , которая равна разности температур проводника $\theta_{\text{пров}}$ и окружающей среды $\theta_{\text{ср}}$: $t = \theta_{\text{пров}} - \theta_{\text{ср}}$. Учитывая, что чрезмерно высокая температура проводов и кабелей приводит к преждевременному износу их изоляции, ухудшению контактных соединений и пожарной опасности, ПУЭ устанавливают в зависимости от марки проводов и кабелей, а также материала их изоляции длительно предельно допустимые температуры, при которых обеспечивается их надежная работа (табл. 7.1).

Таблица 7.1

Проводник и его изоляция	Длительно предельно допустимая температура нагрева проводника, °C	Предельно допустимая температура нагрева проводника при токах короткого замыкания, °C	
		Проводники	
		медный	алюминиевый
Шины:			
медные	70	300	—
алюминиевые	70	—	200
Кабели с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги в свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной оболочке напряжением до, кВ:			
3	80	200	200
6	65	200	200
10	60	200	200
20 и 35	50	125	125
Провода с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией, шнуры с резиновой изоляцией и кабели с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках	65	150	150

§ 7.2. Длительно допустимая токовая нагрузка проводов и кабелей по нагреву

Максимальное значение длительно протекающего тока, при котором температура провода или кабеля станет предельно допустимой, называется предельно допустимым током по нагреву.

Значение предельно допустимого тока зависит от материала и сечения проводника, температуры окружающей среды, материала изоляции и способа прокладки. При определении предельно допустимого тока для отдельных марок проводов и кабелей в зависимости от условий их прокладки необходимо знать температуру окружающей среды. ПУЭ устанавливают следующие средние расчетные температуры окружающей среды: а) для неизолированных и изолированных проводов и кабелей внутри и вне помещений температура воздуха принята 25°C ; б) для кабелей, прокладываемых в земле, температура почвы на глубине 0,7—1 м принимается 15°C .

Предельно допустимые токовые нагрузки в амперах на провода и кабели при принятых предельно допустимых температурах нагрева, а также при соответствующих условиях внешней среды и прокладки могут быть определены на основании теплового расчета. Однако, учитывая сложность расчетов, на практике пользуются готовыми расчетными таблицами предельно допустимых токов. Приведенные в таблицах данные определены путем расчета и уточнены экспериментально с учетом марок проводов и кабелей, сечения, условий их прокладки и при принятых предельно допустимых температурах нагрева и внешней среды. Эти таблицы регламентированы ПУЭ и являются общегосударственными нормативами.

В табл. 7.2 приведены длительно допустимые токи для проводов с алюминиевыми жилами при температуре воздуха 25°C .

При прокладке проводов скрыто (под штукатуркой, в каналах, бороздах, замоноличенных и т. д.) допустимые нагрузки принимаются, как для проводов, проложенных в трубах.

При определении длительно допустимого тока для четырехпроводной линии трехфазного тока (три фазы + нуль), проложенной в одной трубе, принимается допустимый ток при питании ламп накаливания, как для трех проводов, а люминесцентных ламп, ламп типа ДРЛ и ДРИ, как для четырех проводов (см. гл. 11).

В табл. 7.3 приведены длительно допустимые токи для кабелей с алюминиевыми жилами при температурах воздуха 25°C и земли 15°C .

Если фактическая температура окружающей среды отличается от принятой по ПУЭ, то для определения длительно допустимого тока в других условиях следует умножать значения длительно допустимого тока, указанного в таблице, на соответствующий понижающий или повышающий поправочный коэффициент. В табл. 7.4 приведены поправочные коэффициенты на температуры земли и

воздуха для токовых нагрузок на кабели, голые и изолированные провода.

Таблица 7.2

Допустимые длительные токовые нагрузки на провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами							Ненормированные провода
Сечение токопроводящих жил, мм ²	Ток, А, для проводов, проложенных						
	открыто	в одной трубе					открыто вне помещений
		двуходно-жилых	треходно-жилых	четыре одно-жилых	одного двух-жильного	одного трех-жильного	
2	21	19	18	15	17	14	—
2.5	24	20	19	19	19	16	—
3	27	24	22	21	22	18	—
4	32	28	28	23	25	21	—
5	36	32	30	27	28	24	—
6	39	36	32	30	31	28	—
8	46	43	40	37	38	32	—
10	60	50	47	39	42	38	—
16	75	60	60	55	60	55	105
25	105	85	80	70	75	65	136
35	130	100	95	85	95	75	170
50	165	140	130	120	125	105	215
70	210	175	165	140	150	135	265
95	255	215	200	175	190	165	320
120	295	245	220	200	230	190	—
150	340	275	255	—	—	—	—

Длительно допустимые токовые нагрузки на кабели, приведенные в таблице, приняты из расчета прокладки одного кабеля в траншее на глубине 0,7—1 м. При прокладке нескольких кабелей в общей траншее условия охлаждения их ухудшаются, поэтому длительно допустимый ток на каждый кабель уменьшается. Это снижение учитывается понижающими коэффициентами. В табл. 7.5 даны понижающие коэффициенты на число работающих (но не резервных) кабелей, проложенных рядом в земле, включая и прокладку в трубах.

Как уже указывалось, в городах кабели часто прокладываются в блоках. Следует помнить, что допустимые длительные токовые нагрузки на такие кабели ниже, чем при других условиях прокладки. Поэтому эта прокладка с точки зрения расхода цветного металла невыгодна. Допустимые длительные токовые нагрузки на кабели, прокладываемые в блоках, зависят от сечения жил кабеля и его месторасположения в блоке, среднесуточной загрузки всего блока и номинального напряжения кабеля. Учитывая сложность учета всех факторов при определении допустимых токовых нагрузок

зок, в ПУЭ приведена эмпирическая формула, по которой можно определить длительно допустимые токовые нагрузки на кабели, прокладываемые в блоках.

Таблица 7.3

Сечение токопро- водящей жилы, мм ²	Допустимые длительные токи на кабели с алюминиевыми жилами										
	с резиновой или пластмассовой изоляцияй в свинцовой, поли- винилхлоридной и резиновой оболочках, бронированных и небронированных					с бумажной пропитанной маслокан- фольной и нестекающей массами изо- ляцией, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле					
	Ток, А, для кабелей										
	одно- жиль- ных	двухжильный		трехжиль- ных *		одно- жильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ, до			четыре- хжильных до 1 кВ
	при прокладке							3	6	10	
	в воз- духе	в воз- духе	в земле	в воз- духе	в земле						
2,5	23	21	34	19	29	—	—	—	—	—	—
4	31	29	42	27	38	—	—	—	—	—	—
6	38	38	55	32	46	—	60	55	—	—	—
10	60	55	80	42	70	110	80	75	60	—	65
16	75	70	105	60	90	135	110	90	80	75	90
25	105	90	135	75	115	180	140	125	105	90	115
35	130	105	160	90	140	220	175	145	125	115	135
50	165	135	205	110	175	275	210	180	155	140	165
70	210	165	245	140	210	340	250	220	190	165	200
95	250	200	295	170	255	400	290	260	225	205	240
120	295	230	340	200	295	460	335	300	260	240	270
150	340	270	390	235	335	520	385	335	300	275	305
185	390	310	440	270	385	580	—	380	340	310	345
240	465	—	—	—	—	675	—	440	390	355	—

* Длительно допустимые токи для четырехжильных кабелей до 1 кВ можно выбирать как для трехжильных кабелей с коэффициентом 0,92.

Таблица 7.4

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жилы, °С	Поправочные коэффициенты при фактической температуре среды, °С								
		-5	0	+5	10	15	20	25	30	35
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83
25	80	1,24	1,2	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90
25	70	1,19	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88
15	65	1,18	1,14	1,1	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,84	0,87
15	60	1,2	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75
15	50	1,25	1,2	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66

Расстояние в састу меж- ду кабе- ля, мм	Число кабелей					
	1	2	3	4	5	6
	Поправочные коэффициенты					
100	1,0	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1,0	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,0	0,93	0,9	0,87	0,86	0,85

Допустимые длительные токовые нагрузки для одиночных кабелей, прокладываемых в трубах в земле, должны приниматься такими же, как для кабелей, прокладываемых в воздухе, при температуре, равной земле.

§ 7.3. Выбор и проверка проводов и кабелей по нагреву

Все проводники электрической сети проверяют по допустимому нагреву током нагрузки. Для выбора сечений и проверки проводов и кабелей пользуются таблицами, приведенными в ПУЭ, часть из которых приведена в книге (табл. 7.2 и 7.3). Для этого сопоставляют расчетные токи элементов сети с длительно допустимыми токами, приведенными в таблицах для проводов и кабелей. Необходимо выдержать соотношение

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (7.2)$$

где $I_{\text{расч}}$ — расчетный ток нагрузки, А; $I_{\text{доп}}$ — предельно допустимый ток для данного сечения проводника, А.

В качестве расчетного тока принимают получасовой максимум токовой нагрузки, т. е. максимальную из средних получасовых токовых нагрузок рассматриваемого элемента сети.

Если протяженная кабельная линия имеет смешанную прокладку по всей трассе, то сечение кабелей следует выбирать по допустимому току нагрузки для участка трассы с наихудшими условиями охлаждения, если длина его превышает 10 м.

При повторно-кратковременном и кратковременном режимах работы электроприемников проводники линий находятся в лучших условиях охлаждения по сравнению с проводниками линий с длительным режимом работы электроприемников. Поэтому при равных токовых нагрузках сечение проводников линий может быть уменьшено по сравнению с линией, к которой подключены электроприемники с длительным режимом работы. Для выбора и проверки сечения проводов и кабелей по нагреву в качестве расчетной токовой нагрузки принимают нагрузку, приведенную к длительному режиму и определяемую по формуле

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{кр}} \frac{\sqrt{PB}}{0,875}, \quad (7.3)$$

где $PВ = t_p/T_{ц}$ — продолжительность рабочего периода (продолжительность включения), выраженная в относительных единицах (t_p — продолжительность рабочего периода; $T_{ц}$ — продолжительность всего цикла работы установки); $I_{кр}$ — кратковременный ток.

В соответствии с ПУЭ по формуле (7.3) производят пересчет только при $PВ < 0,4$, т. е. при $t_p < 4$ мин и $T_{ц} < 10$ мин при сечениях медных проводов больше 6 мм^2 и алюминиевых больше 10 мм^2 . При медных проводах сечением до 6 мм^2 и алюминиевых до 10 мм^2 токовые нагрузки по нагреву принимают, как для установок с длительным режимом работы.

Для кратковременного режима работы с длительностью включения не более 4 мин и перерывами между включениями, достаточными для охлаждения проводников до температуры окружающей среды, наибольшие допустимые токи следует определять по нормам повторно-кратковременного режима.

Из табл. 7.2 и 7.3 видно, что с увеличением сечения проводов и кабелей отношение длительно допустимого тока к сечению, т. е. плотность тока $I_{доп}/S$, уменьшается. Объясняется это тем, что сечение проводов растет пропорционально квадрату диаметра $S = \pi d^2/4$, а поверхность проводника увеличивается пропорционально диаметру в первой степени: $F = \pi d l$. С увеличением сечения величина охлаждаемой поверхности, приходящаяся на единицу сечения, уменьшается, а значит, условия охлаждения проводника ухудшаются. Учитывая это, иногда целесообразно вместо одной линии прокладывать несколько параллельных линий с меньшими сечениями. Так, например, для кабеля марки ААБ (напряжением 1 кВ, сечением $3 \times 185 \text{ мм}^2$), проложенного в земле, длительно допустимый ток составляет 380 А. При замене его на два кабеля той же марки сечением $3 \times 70 \text{ мм}^2$ длительно допустимый ток с учетом поправочного коэффициента для двух кабелей, лежащих рядом в земле, составит $2 \cdot 220 \cdot 0,9 = 396$ А. Следовательно, такое решение позволяет уменьшить расход проводникового материала, однако при этом стоимость линии возрастет.

Проводники подлежат проверке по допустимому нагреву не только в нормальных условиях, но и в аварийных режимах.

На ликвидации аварии нормами допускается перегрузка кабелей с бумажной изоляцией, проложенных в земле, на 1,25 от допустимой нагрузки при загрузке кабелей на 0,6 и на 1,2 при загрузке на 0,8. Такая перегрузка допускается на время максимумов нагрузки продолжительностью не более шести часов в сутки в течение пяти суток.

На такую же продолжительность допускается перегрузка кабелей с полиэтиленовой изоляцией на 10% и с поливинилхлоридной изоляцией на 15% при условии, что в нормальном режиме загрузка кабелей не превышает номинальной.

Пример 7.1 По двум кабелям марки ААБ напряжением 1 кВ, лежащим рядом в земле, протекает рабочий ток нагрузки 320 А. Токовая нагрузка распределяется между кабелями поровну. Выбрать сечение кабелей по условиям нагрева.

Решение. Токовая нагрузка на один кабель $I_{р \text{ каб}} = 320/2 = 160$ А

По табл. 7.5 принимаем поправочный коэффициент на два кабеля, лежащих рядом в земле на расстоянии между ними 100 мм, равный 0,9. Допустимый ток на один кабель с учетом поправочного коэффициента $I_{\text{доп каб}} = 160/0,9 = 177,7$ А. По табл. 7.3 выбираем сечение одного кабеля $S = 50$ мм², $I_{\text{доп каб}} = 180$ А.

Пример 7.2. Выбрать сечение проводов марки АПВ, проложенных в металлической трубе, для питания электродвигателя станка с повторно-кратковременным режимом работы. Напряжение сети 380 В. Максимальный ток, потребляемый двигателем, составляет 76 А. Время работы двигателя 2 мин, время всего цикла 8 мин.

Решение. Продолжительность включения в относительных единицах $PB = 2/8 = 0,25$; ток нагрузки, приведенный к длительному режиму, $I_{\text{р прив}} = 76 \sqrt{0,25/0,875} = 43,4$ А.

По табл. 7.2 для трех проводов, проложенных в одной трубе, принимаем провод сечением 10 мм², допустимый ток длительной нагрузки $I_{\text{дол}} = 47$ А.

Учитывая, что при сечениях алюминиевых проводов до 10 мм² токовые нагрузки принимаются, как для установок с длительным режимом работы, сечения проводов выбираем по длительному току 76 А. Принимаем сечение 25 мм²; $I_{\text{доп}} = 80$ А.

§ 7.4. Выбор сечения проводов и кабелей по экономической плотности тока

При проектировании электрических сетей важно обеспечить наименьшую стоимость электроэнергии. Это зависит от выбранных сечений проводов. Если их завысить, то потери энергии возрастут, а уменьшить — уменьшится стоимость потерь энергии. Однако это приводит к росту первоначальных капитальных затрат на сооружение сети.

Сечение, соответствующее минимуму стоимости передачи электроэнергии, называют экономическим. На величину экономического сечения влияет стоимость строительной части сети, стоимость потерь энергии в проводах электрических сетей и в трансформаторах, годовые эксплуатационные расходы, складываемые из отчислений на амортизацию, расходы на текущий ремонт и обслуживание.

Математически определить экономическое сечение токопроводящих жил проводов и кабелей в силу сложности оценки всех факторов, влияющих на его значение, представляет некоторые трудности.

В практических расчетах ПУЭ рекомендуют определять экономическое сечение в зависимости от экономической плотности тока по формуле

$$S_{\text{эк}} = I_{\text{max}} / j_{\text{эк}}, \quad (7.4)$$

где I_{max} — максимальный расчетный ток линии при нормальной работе сети, А; $j_{\text{эк}}$ — экономическая плотность тока, А/мм², определяемая в зависимости от материала и времени использования максимальной нагрузки.

Расчетный ток линии принимают при нормальной работе сети без учета повышенной нагрузки при авариях и ремонтах. Полученное по формуле (7.4) сечение проводника округляют до ближай-

шего стандартного сечения. В табл. 7.6 приведены экономические плотности тока, рекомендуемые ПУЭ.

Таблица 7.6

Наименование проводников	Экономическая плотность тока, A/mm^2 , при продолжительности использования максимума нагрузки в год, ч		
	1000—3000	3000—5000	5000—8700
Голые провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Примечание. Для проводов и кабелей всех сечений экономическая плотность тока повышается на 40% при максимуме нагрузки в ночное время, а для изолированных проводов сечением до 16 мм^2 — независимо от времени максимума.

Согласно указаниям ПУЭ по экономической плотности тока, не выбирают: а) сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1000 В при числе часов использования максимума нагрузки предприятия до 4000—5000 в году; б) ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1000 В, а также осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий; в) сборные шины электроустановок всех напряжений; г) сети временных сооружений, а также установки с малым сроком службы (3—5 лет); д) провода, идущие к сопротивлениям, пусковым реостатам.

Пример 7.3. Подстанция коммунального предприятия питается двумя кабельными линиями напряжением 6,3 кВ. Кабель принят бронированный, с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами. Максимальная нагрузка предприятия $S_{\max} = 960 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. Токовая нагрузка между питающими кабелями распределяется поровну. Продолжительность использования максимальной нагрузки $T_{\max} = 4500 \text{ ч}$. Выбрать по экономической плотности тока сечение кабелей.

Решение. Определяем расчетный ток нагрузки:

$$I_{\text{расч}} = S_{\max} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}) = 960 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 88 \text{ А}.$$

Расчетный ток на один кабель $I_{\text{расч}} = 88/2 = 44 \text{ А}$.

По табл. 7.6 находим, что для кабеля с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при $T_{\max} = 4500 \text{ ч}$ экономическая плотность тока $j_{\text{эк}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$. Определяем экономическое сечение кабеля:

$$S_{\text{эк}} = I_{\text{расч}} / j_{\text{эк}} = 44 / 1,4 = 31,4 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее стандартное сечение 35 мм^2 . Принятое сечение проверяем по условию нагревания. Длительно допустимый ток по нагреву для ка-

беля сечением 35 мм², лежащего в земле, по табл. 7.3 составит $I_{\text{доп}} = 125$ А. Введем поправочный коэффициент на число кабелей (оба кабеля рабочие), лежащих в одной траншее, равным 0,9. $I_{\text{доп каб}} = 125 \cdot 0,9 = 112,5$ А, $I_{\text{доп}} = 112,5$ А $> I_{\text{расч}} = 44$ А.

Следовательно, сечение кабелей, выбранное по экономической плотности тока, проходит и по условию нагрева. Кроме того, выбранное сечение кабелей должно быть проверено на термическую устойчивость к току трехфазного короткого замыкания (см. § 22.3).

ГЛАВА 8

РАСЧЕТ ТРЕХФАЗНЫХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

§ 8.1. Допустимые потери и отклонения напряжения

Напряжение в электрической сети изменяется вследствие потери напряжения в активных и индуктивных сопротивлениях проводов и кабелей. Оно уменьшается по направлению от источника питания к потребителю.

График изменения напряжения вдоль линии при равномерном распределении нагрузки изображен на рис. 8.1. Из графика видно,

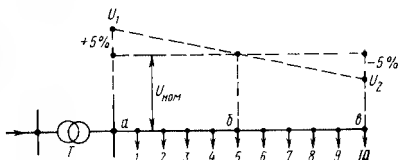


Рис. 8.1 Изменение напряжения вдоль линии при равномерном распределении нагрузки

что напряжение U_1 в начале линии выше, чем U_2 в ее конце. Из всех подключенных электроприемников напряжение $U_{\text{ном}}$ имеют электроприемники, присоединенные к линии в точке б. Остальные электроприемники получают электроэнергию при повышенном напряжении (1, 2, 3, 4) и при пониженном (6, 7, 8, 9, 10).

Номинальное напряжение сети численно равно номинальному напряжению приемников электроэнергии, при котором обеспечивается их нормальная работа.

Потерей напряжения ΔU на каком-либо участке сети называют алгебраическую разность между значениями напряжения в начале и в конце этого участка сети. По графику рис. 8.1 потеря напряжения на участке a — $б$ определится как

$$\Delta U = U_1 - U_2 \quad (8.1)$$

Потеря напряжения в процентах от номинального напряжения

$$\Delta U \% = \frac{U_1 - U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \quad (8.2)$$

Для возмещения потерь напряжения в сети и для обеспечения электроприемников напряжением, близким к номинальному, источники питания (генераторы, трансформаторы) изготовляют с расчетом создания на их зажимах напряжения на 5% выше номинального.

Приемники электрической энергии (двигатели, электрические лампы освещения и т. п.) для экономичной их эксплуатации должны обеспечиваться качественной электрической энергией. Одним из основных условий качества электроэнергии является отличие действительного подводимого напряжения к электроприемнику от номинального напряжения, на которое он рассчитан для нормальной работы.

Отклонением напряжения V называют алгебраическую разность между действительным напряжением на зажимах электроприемника U и его номинальным напряжением $U_{\text{ном}}$, на которое он рассчитан для нормальной работы:

$$V = U - U_{\text{ном}}. \quad (8.3)$$

Таким образом, отклонение напряжения может быть как положительным, так и отрицательным.

Относительным отклонением напряжения называют отклонение напряжения, выраженное в процентах от номинального:

$$V \% = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (8.4)$$

Электроприемник работает тем лучше, чем меньше отклонения напряжения на его зажимах от номинального. Недопустимые отклонения напряжения в сети от номинального напряжения электроприемников приводят к нежелательным последствиям. Так, например, при снижении напряжения на 10% световой поток ламп накаливания снижается примерно на 30%, а при повышении на 10% срок службы ламп сокращается примерно в пять раз.

Электродвигатели меняют свои характеристики при изменении напряжения на их клеммах. Известно, что вращающий момент трехфазного асинхронного двигателя пропорционален квадрату напряжения на его зажимах. При значительном отклонении напряжения пусковой момент двигателя может оказаться меньше момента сопротивления механизма и двигатель не будет работать при включении. При увеличении напряжения на зажимах статора выше номинального намагничивающий ток и реактивная мощность электродвигателя возрастают, что приводит к уменьшению коэффициента мощности $\cos \phi$. Кроме того, увеличиваются потери на нагревание статора и общий перегрев двигателя, а это приводит к более быстрому износу изоляции.

Отклонения напряжения наносят большой ущерб жилищно-коммунальным потребителям. Повышение напряжения в ночное время вызывает массовое перегорание ламп на лестничных клетках жилых домов и других зданий, а также преждевременный выход из строя электродвигателей лифтов. Нестабильность напряжения в различное время суток вызывает преждевременное перегорание сопротивлений нагревательных приборов и ускоренный износ частей телевизоров и радиоприемников. Увеличивается применение индивидуальных стабилизаторов напряжения, ухудшающее режим работы городской сети, так как коэффициент мощности телевизоров при этом снижается с 0,95 до 0,88, что увеличивает потери энергии.

Учитывая эти обстоятельства, ПУЭ регламентируют допустимый предел отклонения напряжения от номинального у потребителей электроэнергии (табл. 8.1).

Таблица 8.1

Характеристика потребителя	Предельно допустимое отклонение, %
Рабочее освещение промышленных и коммунальных предприятий и общественных зданий	+ 5,0 — 2,5
Прожекторное освещение (наружное)	+ 5,0
Рабочее освещение жилых зданий	— 2,5
аварийное, наружное, выполненное светильниками	± 5,0
Аварийный режим осветительной установки	— 12,0
Электродвигатели:	
в нормальных условиях	± 5,0
в особых условиях	+ 10,0
в сетях напряжением 12—36 В	— 10,0

Для обеспечения у электроприемников допустимого уровня напряжения на их зажимах необходимо при расчете разомкнутых электрических сетей на потерю напряжения величину потери определять так, чтобы отклонения напряжения на зажимах, присоединенных к сети электроприемников, не выходили за допустимые пределы.

§ 8.2. Активное сопротивление проводов и кабелей

Для упрощения расчета сетей напряжения до 10 кВ на потерю напряжения принимают некоторые допущения. Например, пренебрегают емкостной проводимостью, так как при небольшой длине сети она незначительна и не влияет на результаты расчета. Учитывая это, для расчета сетей принимают упрощенную схему замещения сети, состоящую из последовательно соединенных активных r и индуктивных x сопротивлений (рис. 8.2). Другие принятые допущения указаны в § 8.4.

Различают сопротивление проводника постоянному току — омическое и переменному току — активное.

Из курса электротехники известно, что активное сопротивление проводников переменному току при прочих равных условиях больше, чем их сопротивление постоянному току. Это вызвано тем, что при протекании по проводнику переменного тока как внутри проводника, так и в пространстве, окружающем проводник, образуется переменное магнитное поле. Вследствие этого в проводнике наводятся противодействующая электродвижущая сила самоиндукции, имеющая наибольшее значение в центре проводника, и наименьшее — у его поверхности. Эта сила вызывает неравномерное распределение тока по сечению проводника.

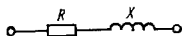


Рис. 8.2. Схема замещения электрической сети напряжением до 10 кВ

При этом плотность тока возрастает от оси к поверхности проводника и ток как бы вытесняется от центра провода к его поверхности. Это явление называют поверхностным эффектом. В результате уменьшается использование фактического сечения провода и его сопротивление возрастает по сравнению с омическим.

Однако для проводов, выполненных из цветного металла (немагнитных металлов), при частоте переменного тока 50 Гц поверхностный эффект не оказывает заметного влияния на сопротивление провода и в расчетах сетей не учитывается. Поэтому в практических расчетах активные сопротивления проводов из цветного металла обычно принимают равными их омическим сопротивлениям.

При расчетах электрических сетей активное сопротивление для медных или алюминиевых проводов определяют по формуле

$$r = l (\gamma s), \quad (8.5)$$

где l — длина провода, м; s — площадь поперечного сечения провода, мм²; γ — удельная проводимость материала провода при данной температуре, м/(Ом·мм²).

Активное сопротивление провода зависит от его температуры. Зависимость удельной проводимости от температуры можно определить по формуле

$$\gamma_t = \frac{\gamma_0}{1 + \alpha (t - 20)}, \quad (8.6)$$

где γ_t — удельная проводимость при t ; γ_0 — удельная проводимость при $t = 20^\circ\text{C}$; t — температура провода, $^\circ\text{C}$; α — температурный коэффициент электрического сопротивления, который для меди и алюминия принимают равным 0,004.

Удельная проводимость медных и алюминиевых проводов при температуре 20°C принимается: для медных проводников $\gamma_m = 53$ м/(Ом·мм²); для алюминиевых $\gamma_a = 32$ м/(Ом·мм²).

При расчетах электрических сетей величину активного сопротивления определяют по формуле

$$r = r_0 l, \quad (8.7)$$

где r_0 — расчетное сопротивление 1 км провода, Ом/км; l — длина провода, км.

Значения активных сопротивлений r_0 (Ом/км) для медных и алюминиевых проводов и кабелей приведены в табл. 8.2.

Таблица 8.2

Сечение, мм ²	Провода и кабели, Ом/км		Сечение, мм ²	Провода и кабели, Ом/км	
	медные	алюминие- вые		медные	алюминие- вые
1	18,9	—	35	0,54	0,92
1,5	12,6	—	50	0,39	0,64
2,5	7,55	12,6	70	0,28	0,46
4	4,56	7,90	95	0,2	0,34
6	3,06	5,26	120	0,158	0,27
10	1,84	3,16	150	0,123	0,21
16	1,20	1,98	185	0,103	0,17
25	0,74	1,28	240	0,17	0,132

§ 8.3. Индуктивное сопротивление проводов и кабелей

Как уже отмечалось, при переменном токе в линии вокруг ее проводов создается переменное магнитное поле, которое обуславливает индуктивное сопротивление линии. Величина сопротивления зависит от расстояния между проводами линии, диаметра провода, относительной магнитной проницаемости, частоты переменного тока.

Значение индуктивного сопротивления 1 км трехфазной воздушной линии для любого расположения проводов, материала проводов и частоты переменного тока можно определить по формуле (Ом/км)

$$x_0 = \omega \left(4,6 \lg \frac{2D_{cp}}{d} + 0,5\mu \right) \cdot 10^{-4}, \quad (8.8)$$

где ω — угловая частота; D_{cp} — среднее геометрическое расстояние между осями проводов, мм; d — диаметр провода, мм; μ — относительная магнитная проницаемость провода.

Среднее геометрическое расстояние между осями трех проводов трехфазной линии, проложенных в одной плоскости, определяется выражением

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_1 \cdot 2D_2 \cdot 3D_1 \cdot 3}. \quad (8.9)$$

При горизонтальном или вертикальном расположении проводов трехфазной линии в одной плоскости с расстоянием между проводами D

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = D \sqrt[3]{2} = 1,26D. \quad (8.10)$$

Из формулы (8.8) видно, что первый член представляет собой индуктивное сопротивление, обусловленное внешним магнитным полем, и называется внешним индуктивным сопротивлением x'_0 . Оно зависит не от материала провода и значения протекающего тока, а от расстояния между проводами и диаметра провода. Поскольку расстояние между проводами выбирают в зависимости от значения напряжения, внешнее индуктивное сопротивление тем больше, чем больше номинальное напряжение линии. Оно больше у воздушной линии, чем у кабельной, так как жилы кабеля расположены значительно ближе друг к другу. Увеличение сечения проводов линии ведет к незначительному уменьшению внешнего индуктивного сопротивления.

Второй член формулы представляет собой индуктивное сопротивление провода, созданное переменным магнитным полем внутри проводника, и называется внутренним индуктивным сопротивлением x''_0 . Оно зависит только от магнитной проницаемости материала провода и, следовательно, от значения тока.

Таким образом, формулу (8.8) можно представить в виде суммы внутреннего и внешнего индуктивных сопротивлений:

$$x_0 = x'_0 + x''_0. \quad (8.11)$$

Внутреннее индуктивное сопротивление x''_0 стальных проводов в отличие от проводов из цветных металлов имеет преобладающее значение. Это вызвано тем, что внутреннее индуктивное сопротивление пропорционально магнитной проницаемости, зависящей от протекающего тока в проводе. Если для проводов из цветных металлов $\mu = 1$, то для стальных проводов μ может достигать значения 10^3 и даже больше.

Для линии с проводами из цветных металлов (немагнитных), у которых $\mu = 1$, и при промышленной частоте переменного тока 50 Гц ($\omega = 314$) внутреннее индуктивное сопротивление x''_0 по сравнению с внешним x'_0 составляет ничтожно малую величину и им обычно пренебрегают: в этом случае формула (8.8) примет следующий вид (Ом/км):

$$x'_0 = 0,144 \lg \frac{2D_{cp}}{d}. \quad (8.12)$$

Для определения индуктивного сопротивления (Ом/км) воздушной или кабельной линии протяженностью l (км) пользуются выражением

$$x = x'_0 l, \quad (8.13)$$

где x_0' — индуктивное сопротивление 1 км провода или кабеля на фазу; l — длина линии.

Для практических расчетов индуктивные сопротивления трехфазных линий x_0 , Ом/км, можно определять по табл. 8.3.

Таблица 8.3

Сечения проводов, мм ²	Провода в трубе	Линии напряжением, кВ						
		воздушные			кабельные			
		до 1	6 - 10	35	до 1	6	10	35
4—6	0,10	—	—	—	0,09	—	—	—
10—25	0,09	0,36	0,41	—	0,07	0,1	0,11	—
35—70	0,08	0,33	0,38	0,42	0,06	0,08	0,09	—
95—120	0,08	0,3	0,35	0,4	0,06	0,08	0,08	0,12
150—240	0,08	—	—	—	0,06	0,08	0,08	0,11

§ 8.4. Определение потери напряжения сетей, обладающих активным и индуктивным сопротивлениями

Рассмотрим два случая присоединения электрических нагрузок к трехфазной линии: а) активно-индуктивная нагрузка подключена на конце линии; б) к линии по всей ее длине подключены несколько активно-индуктивных нагрузок.

Трехфазная линия с нагрузкой на конце. Если нагрузка, подключенная в конце линии, распределена равномерно по фазам линии, а также при одинаковом сопротивлении проводов, то потерю напряжения можно определить для одной фазы. В этом случае трехфазную линию изображают в виде одной линии (рис. 8.3, а).

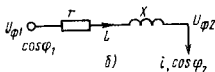
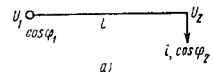


Рис. 8.3. Линия трехфазного переменного тока с нагрузкой на конце

При расчете используют фазные напряжения в начале и конце линии, а за нагрузку принимают нагрузку одной фазы (рис. 8.3, б). Обозначим: r — активное сопротивление линии, Ом; x — индуктивное сопротивление линии, Ом; Z — полное сопротивление линии, Ом; $U_{\phi 1}$ — фазное напряжение в начале линии, В; $U_{\phi 2}$ — фазное напряжение в конце линии, В; i — ток нагрузки каждого провода, А; $\cos \varphi_1$, $\cos \varphi_2$ — коэффициенты мощности нагрузки в начале и конце линии.

Примем, что $U_{\phi 2}$, i и $\cos \varphi_2$ известны; требуется определить напряжение $U_{\phi 1}$ и $\cos \varphi_1$ в начале линии. Для этого строим векторную диаграмму напряжений и токов для одной фазы линии (рис. 8.4).

Отложим отрезок Oa , представляющий в некотором масштабе вектор фазного напряжения $U_{\phi 2}$ в конце линии. Под углом φ_2 в

ой отрезка dc , принимают за величину потери напряжения отрезок ad , который является проекцией вектора ac на направление вектора $U_{\phi 2}$.

Отрезок ad называют продольной составляющей падения напряжения и обозначают ΔU_{ϕ} , а отрезок dc — поперечной составляющей падения напряжения.

Поскольку отрезок dc весьма мал (поперечная составляющая), можно считать, что потеря напряжения приблизительно равна продольной составляющей падения напряжения, т. е. $ad \approx ac = \Delta U_{\phi}$.

При этом допущении погрешность в подсчете потери напряжения не превышает 5% от действительного значения потери напряжения.

Определим числовое значение потери напряжения. Величину можно выразить так:

$$ad = af + fd = af + bq = \Delta U_{\phi},$$

но

$$af = ir \cos \varphi_2 \text{ и } bq = ix \sin \varphi_2;$$

следовательно, потеря напряжения в фазе

$$\Delta U_{\phi} = ir \cos \varphi_2 + ix \sin \varphi_2.$$

Так как линейная потеря напряжения $\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi}$, то потеря напряжения в трехфазной линии с нагрузкой на конце

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} i (r \cos \varphi_2 + x \sin \varphi_2).$$

Выразим $r = r_0 l$, $x = x_0 l$, где r_0 и x_0 — активное и индуктивное сопротивления 1 км провода или кабеля на фазу, Ом/км, l — длина линии, км; тогда потеря напряжения в трехфазной линии

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} 100 i l}{U_{\text{ном}}} (r_0 \cos \varphi_2 + x_0 \sin \varphi_2). \quad (8.14)$$

Если нагрузка на конце задана не током, а мощностью, то, подставляя значение $i = \frac{P \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_2}$ в формулу (8.14), получим

$$\Delta U \% = \frac{10^5 P l}{U_{\text{ном}}^2 \cos \varphi_2} (r_0 \cos \varphi_2 + x_0 \sin \varphi_2). \quad (8.15)$$

Пронзведя преобразования, получим

$$\Delta U \% = \frac{10^5 P l}{U_{\text{ном}}^2} (r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi_2). \quad (8.16)$$

Трехфазная линия с несколькими нагрузками вдоль линии. Потери напряжения с несколькими нагрузками определяют как сумму потерь напряжений на отдельных участках линий:

$$\sum \Delta U \% = \Delta U_{A-1} \% + \Delta U_{1-2} \% + \Delta U_{2-3} \% + \dots$$

Для линии с двумя нагрузками (рис. 8.5), заданными мощностями в ответвлениях, суммарная потеря напряжения

$$\Delta U \% = \frac{10^5}{U_{\text{ном}}^2} [(r_{01} + x_{01} \operatorname{tg} \varphi_1) P'_1 L_1 + (r_{02} + x_{02} \operatorname{tg} \varphi_2) P'_2 L_2],$$

где P'_1, P'_2 — мощности в ответвлениях, кВт; L_1, L_2 — длины от начала линии до соответствующего ответвления, км.

Потеря напряжения в общем виде для нескольких распределенных нагрузок по трехфазной линии

$$\Delta U \% = \frac{10^5}{U_{\text{ном}}^2} \Sigma (r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi) P' L. \quad (8.17)$$

Если расчет потерь напряжений ведется по суммарным мощностям P на каждом участке линии l , выражение (8.17) примет вид

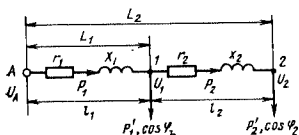


Рис. 8.5. Линия трехфазного переменного тока с двумя нагрузками

$$\Delta U \% = \frac{10^5}{U_{\text{ном}}^2} \times \Sigma (r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi) P l. \quad (8.18)$$

В выражениях (8.17), (8.18) допущена небольшая погрешность, так как напряжения в точках приложения нагрузок отличаются друг от друга из-за потерь напряжения на участках между этими точками. Однако для технических расчетов эта погрешность не имеет значения. Поэтому предполагается, что линейное напряжение каждого ответвления равно номинальному напряжению линии.

По выведенным формулам, если известны сечения проводов, можно определить потерю напряжения в линии. Поэтому при проектировании новых линий необходимо выбрать эти сечения по экономической плотности тока, условиям допустимого нагрева, а затем проверить выбранные сечения по допустимой потере напряжения. Если потери напряжения при выбранных сечениях превосходят допустимые, то следует увеличить сечения проводов и повторить расчет.

Рассмотрим частные случаи расчета трехфазных линий. В ряде случаев при определении потери напряжения в трехфазной линии формулы (8.17), (8.18) упрощаются если:

1) линия выполнена проводом одного и того же сечения и материала; в этом случае r_0 и x_0 постоянны и формулы приобретают вид

$$\Delta U \% = \frac{10^5}{U_{\text{ном}}^2} (r_0 \Sigma P' L + x_0 \Sigma \operatorname{tg} \varphi P' L); \quad (8.19)$$

$$\Delta U \% = \frac{10^5}{U_{ном}^2} (r_0 \sum Pl + x_0 \sum \operatorname{tg} \varphi Pl); \quad (8.20)$$

2) линия выполнена, как и в предыдущем случае, но не учтено индуктивное сопротивление проводов; здесь $x_0=0$; тогда формулы примут вид

$$\Delta U \% = \frac{10^5}{U_{ном}^2} r_0 \sum P'L; \quad (8.21)$$

$$\Delta U \% = \frac{10^5}{U_{ном}^2} r_0 \sum Pl; \quad (8.22)$$

3) линия выполнена, как и в первом случае, но все нагрузки чисто активные, т. е. $\cos \varphi = 1$, а следовательно, $\sin \varphi = 0$. Тогда формулы примут вид, как (8.21) и (8.22).

При расчете сетей, к которым подключены электроприемники, имеющие $\cos \varphi < 1$, следует учитывать индуктивное сопротивление линии во избежание ошибки в сторону уменьшения величины потери напряжения против имеющейся в линии. Ошибка растет с увеличением сечения проводов и уменьшением $\cos \varphi$.

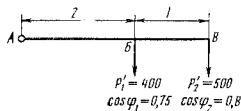


Рис. 8.6 Схема к примеру 8.2

Анализ показывает, что с достаточной для практики точностью индуктивными сопротивлениями линий можно пренебречь, если воздушные сети имеют $\cos \varphi$, близкий к единице; кабельные линии — $\cos \varphi$ не меньше 0,95 и сечение жил — не больше 35 мм^2 (по меди); внутренние сети напряжением до 1000 В, выполненные шнуром или проводами в трубах, а также проводами сечением до 6 мм^2 на роликах, предназначенные для питания мелких электродвигателей.

Пример 8.1. Определить потерю напряжения в трехфазной воздушной линии с номинальным напряжением $U_{ном}$ 10 кВ протяженностью $l=2$ км, питающей электрооборудование коммунального предприятия мощностью $P=100$ кВт. Коэффициент мощности нагрузки $\cos \varphi = 0,8$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,75$). Линия выполнена алюминиевыми проводами сечением 25 мм^2 .

Решение. По табл. 8.2. определяем активное сопротивление 1 км линии: $r_0 = 1,28 \text{ Ом/км}$. По табл. 8.3 находим индуктивное сопротивление 1 км линии: $x_0 = 0,41 \text{ Ом/км}$.

Потеря напряжения в линии

$$\Delta U \% = \frac{10^5 Pl}{U_{ном}^2} (r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi) = \frac{10^5 \cdot 100 \cdot 2}{10\,000^2} (1,28 + 0,41 \cdot 0,75) = 0,32 \%$$

Пример 8.2. Определить потерю напряжения в трехфазной сети 10 кВ, изображенной на рис. 8.6. Сеть выполнена воздушной линией с алюминиевыми проводами сечением 35 мм^2 на участке А В и сечением 25 мм^2 на участке В—В. Нагрузки в ответвлениях даны в киловаттах. Соответствующие коэффициенты

мощности $\cos \varphi$ в ответвлениях, а также длины участков сети в километрах указаны на схеме.

Решение. По табл. 8.2 для трехфазной воздушной линии с алюминиевыми проводами сечением 35 мм^2 $r_{01} = 0,92 \text{ Ом/км}$, а для проводов сечением 25 мм^2 $r_{02} = 1,280 \text{ Ом/км}$.

По табл. 8.3 для трехфазной воздушной линии 10 кВ сечением 35 мм^2 индуктивное сопротивление $x_{01} = 0,38 \text{ Ом/км}$, а для линии сечением 25 мм^2 $x_{02} = 0,41 \text{ Ом/км}$. Определяем суммарную потерю напряжения по формуле (8.17):

$$\Delta U \% = \frac{10^5}{U_{\text{ном}}^2} \Sigma (r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi) P' L - \\ - \frac{10^5}{U_{\text{ном}}^2} [(r_{01} + x_{01} \operatorname{tg} \varphi_1) P'_1 L_1 + (r_{02} + x_{02} \operatorname{tg} \varphi_2) P'_2 L_2];$$

при $\cos \varphi_1 = 0,75$; $\operatorname{tg} \varphi_1 = 0,87$; при $\cos \varphi_2 = 0,8$; $\operatorname{tg} \varphi_2 = 0,75$. Суммарная потеря напряжения составит

$$\Delta U \% = \frac{10^5}{10\,000^2} [(0,92 + 0,38 \cdot 0,87) 400 \cdot 2 + (1,28 + 0,41 \cdot 0,75) 500 \cdot 3] = 3,37\%.$$

§ 8.5. Определение сечений проводов и кабелей трехфазных линий по допустимой потере напряжения при постоянном сечении вдоль линии

Для линии, выполненной проводом одного и того же сечения без учета индуктивного сопротивления проводов, потеря напряжения [см. (8.21), (8.22)]

$$\Delta U \% = \frac{10^5}{U_{\text{ном}}^2} r_0 \Sigma P' L, \text{ или } \Delta U \% = \frac{10^5}{U_{\text{ном}}^2} r_0 \Sigma P L.$$

Заменяя r_0 на проводимость и сечение провода, т. е. $r_0 = 1/(\gamma S)$, и вместо $\Delta U \%$ подставив $\Delta U_{\text{доп}} \%$, получим формулу для определения сечения проводов трехфазной линии по допустимой потере напряжения:

$$S = \frac{10^5}{\gamma \Delta U_{\text{доп}} \% U_{\text{ном}}^2} \Sigma P' L. \quad (8.23)$$

Для линий с наличием индуктивного сопротивления определение сечения проводов по допустимой потере напряжения представляет большие трудности. Дело в том, что если активное сопротивление проводов связано с сечением простым отношением $R = l/(\gamma q)$, то индуктивное сопротивление имеет сложную зависимость от сечения провода. Поэтому для непосредственного нахождения сечения применяют следующий метод.

Известно, что потерю напряжения в трехфазной линии при постоянном сечении вдоль линии можно представить состоящей из двух частей: активной составляющей $\Delta U_a = r_0 \frac{\Sigma P' L}{U_{\text{ном}}}$ и реактивной (индуктивной) составляющей $\Delta U_p = x_0 \frac{\Sigma Q' L}{U_{\text{ном}}}$, т. е.

$$\Delta U = r_0 \frac{10^3 \Sigma P' L}{U_{ном}} + x_0 \frac{10^3 \Sigma Q' L}{U_{ном}} = \Delta U_a + \Delta U_p,$$

где ΔU — потеря напряжения, В.

Установлено, что индуктивное сопротивление линий незначительно меняется при изменении их сечения. Так, например, для 1 км воздушных линий индуктивное сопротивление x_0 колеблется в пределах от 0,36 до 0,46 Ом/км, а для кабелей напряжением 6—10 кВ — от 0,06 до 0,09 Ом/км. Это дает возможность без особых затруднений определить сечение проводов линии.

В начале расчета задаются средним значением индуктивного сопротивления, приняв его значение $x_0 = 0,35—0,4$ Ом/км, и определяют реактивную составляющую потери напряжения:

$$\Delta U_p = x_0 \frac{10^3 \Sigma Q' L}{U_{ном}}.$$

Если $\Delta U = \Delta U_{доп}$, то

$$\Delta U_{а доп} = \Delta U_{доп} - \Delta U_p,$$

т. е., вычитая от допускаемой потери напряжения в линии реактивную составляющую потери напряжения ΔU_p , находят значение потери напряжения, которое может быть допущено в активных сопротивлениях линии $\Delta U_{а доп}$. Тогда

$$\Delta U_{а доп} = r_0 \frac{10^3 \Sigma P' L}{U_{ном}}$$

и, подставив значение $r_0 = 1/(\gamma S)$, получаем формулу для определения сечения проводов

$$S = \frac{10^3 \Sigma P' L}{\gamma \Delta U_{а доп} U_{ном}}. \quad (8.24)$$

Полученное сечение округляют до стандартного, после чего определяют потерю напряжения с учетом действительных значений r_0 и x_0 . Если потеря напряжения будет значительно больше допустимой, увеличивают сечение провода.

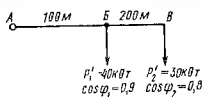
Выбранные по потере напряжения сечения следует проверить по нагреву токами нагрузки.

Если индуктивное сопротивление проводов линии не учитывается, то сечение проводов

$$S = \frac{10^5}{\gamma \Delta U_{доп} \% U_{ном}^2} \Sigma P L. \quad (8.25)$$

Пример 8.3. Определить сечение алюминиевых проводов трехфазной воздушной линии напряжением $U_{ном} = 380$ В с учетом индуктивного сопротивления линии. Линия выполнена одним сечением вдоль линии. Допустимую потерю напряжения $\Delta U_{доп} \%$ принять равной 5% от номинального напряжения. Данные для расчета приведены на рис. 8.7.

Решение. Определяем допустимую потерю напряжения: $\Delta U_{\text{доп}} = 5 \cdot 380 / 100 = 19$ В. Задаем средним значением индуктивного сопротивления линии $x_0 = 0,35$ Ом/км. Находим реактивные (индуктивные) составляющие потерь напряжения в линии:



$$Q'_1 = P'_1 \operatorname{tg} \varphi_1 = 40 \cdot 0,48 = 19,2 \text{ квар;}$$

$$Q'_2 = P'_2 \operatorname{tg} \varphi_2 = 30 \cdot 0,75 = 22,5 \text{ квар.}$$

Определяем индуктивную составляющую потерь напряжения на участке А-В по формуле

Рис. 8.7. Схема к примеру 8.3

$$\Delta U_{p(A-B)} = x_0 \frac{10^3 \Sigma Q' L}{U_{\text{ном}}} = 0,35 \times \\ \times \frac{10^3 (19,2 \cdot 0,1 + 22,5 \cdot 0,3)}{380} = 7,1 \text{ В.}$$

Активная составляющая потерь напряжения составит

$$\Delta U_{A-B} = \Delta U_{\text{доп}} = \Delta U_{p(A-B)} = 19 - 7,1 = 11,9 \text{ В.}$$

Сечение провода линии

$$S_{A-B} = \frac{10^3 \Sigma P' L}{\gamma \Delta U_{A(B)} U_{\text{ном}}} = \frac{10^3 (40 \cdot 100 + 300 \cdot 300)}{32 \cdot 11,9 \cdot 380} = 80,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее стандартное сечение алюминиевого провода $S = 95$ мм² (А-95). По табл. 8.1 и 8.2 для этого сечения находим $r_0 = 0,34$ Ом/км и $x_0 = 0,3$ Ом/км. Найдем действительную потерю напряжения в линии по формуле

$$\Delta U \%_{(A-B)} = \frac{10^5}{U_{\text{ном}}^2} (r_0 \Sigma P' L + x_0 \Sigma Q' L) = \frac{10^5}{380^2} (0,34 \cdot 40 \cdot 0,1 + 0,3 \cdot 19,2 \cdot 0,1) + \\ + (0,34 \cdot 30 \cdot 0,3 + 0,3 \cdot 22,5 \cdot 0,3) = 4,95 \% < 5 \%.$$

Проверим выбранное сечение проводов по нагреву; наибольший расчетный ток будет на участке А-Б:

$$I_{\text{расч}(A-B)} = \frac{10^3 \sqrt{\Sigma P^{1,2} + \Sigma Q^{1,2}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{10^3 \sqrt{70^2 + 41,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 380} = 123,5 \text{ А.}$$

Допускаемый максимальный нагрузочный ток для голого алюминиевого провода сечением 95 мм² $I_{\text{доп}} = 325$ А, следовательно, $I_{\text{расч}} = 123,5 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 325 \text{ А}$.

Произведем расчет этой линии без учета индуктивного сопротивления проводов

Определяем сечение проводов линии

$$S_{(A-B)} = \frac{10^5}{\gamma \Delta U_{\text{доп}} \% U_{\text{ном}}^2} \Sigma P L = \frac{10^5}{32 \cdot 5 \cdot 380^2} (40 \cdot 100 + 30 \cdot 300) = 59,9 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее стандартное сечение 70 мм². Допустимый ток по нагреву для $S = 70$ мм² составляет 265 А $< I_{\text{расч}} 123,5 \text{ А}$.

Из расчетов видно, что пренебрежение индуктивным сопротивлением линии привело к уменьшению сечения проводов, т. е. вместо 95 мм² можно взять 70 мм². Однако фактическая потеря напряжения в линии будет значительно больше, чем $U_{\text{доп}} = 5 \%$.

ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ И ТРАНСФОРМАТОРАХ

§ 9.1. Потери мощности

При передаче электрической энергии от генераторов электрических станций к потребителям неизбежным являются потери мощности и энергии в проводниках воздушных и кабельных линий, а также в обмотках и стальных сердечниках трансформаторов, установленных на подстанциях (примерно 12—18% от всей энергии, вырабатываемой электростанциями).

Для покрытия потерь мощности и энергии в электрических сетях на станциях увеличивают нагрузку генераторов (устанавливают дополнительные турбогенераторы, котлы и т. п.). Это ведет к увеличению капиталовложений и дополнительному расходу топлива, а следовательно, к возрастанию себестоимости электроэнергии. Поэтому при проектировании необходимо стремиться к снижению потерь во всех элементах системы электроснабжения.

В городских сетях напряжением до 10 кВ эти потери обусловлены в основном нагреванием от тока.

Рассмотрим потери мощности и энергии в основных элементах электрической сети.

Потери мощности в линии. Потери активной мощности (кВт) в линиях трехфазной электрической сети по закону Джоуля — Ленца определяют по формуле

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I_{\text{расч}}^2 R_{\text{л}} \cdot 10^{-3}, \quad (9.1)$$

где $I_{\text{расч}}$ — расчетный ток данного участка линии, А; $R_{\text{л}}$ — активное сопротивление линии, Ом.

Соответственно потери (квар)

$$\Delta Q_{\text{л}} = 3I_{\text{расч}}^2 X_{\text{л}} \cdot 10^{-3}.$$

Зная, что $I_{\text{расч}} = S / \sqrt{3} \bar{U}$, и подставляя это выражение в (9.1), получим потери активной мощности (кВт)

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{S^2}{U^2} R_{\text{л}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{\text{л}} \cdot 10^{-3}. \quad (9.2)$$

Аналогично находим потери реактивной мощности (квар):

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X_{\text{л}} \cdot 10^{-3}. \quad (9.3)$$

Иногда потери мощности в линии выражают в процентах от расчетной мощности:

$$\Delta P_{\text{л}} \% = \frac{\Delta P_{\text{л}}}{P} 100; \quad (9.4)$$

$$\Delta Q_{\text{л}} \% = \frac{\Delta Q_{\text{л}}}{Q} 100. \quad (9.5)$$

Если в линии переменного тока реактивная составляющая потери напряжения мала и ею можно пренебречь, то можно установить связь между потерей напряжения и потерей мощности в процентах. Действительно, в данном случае для трехфазной сети

$$\begin{aligned}\Delta U \% &= \frac{\sqrt{3} I R_{\Sigma} \cos \varphi}{U_{\text{ном}}} 100, \\ \Delta P \% &= \frac{3 I^2 R_{\Sigma}}{P} 100 = \frac{\sqrt{3} I R_{\Sigma}}{U_{\text{ном}} \cos \varphi} 100, \\ \Delta P \% &= \Delta U \% / \cos \varphi^2.\end{aligned}\quad (9.6)$$

Потери мощности в трансформаторах. Потери активной мощности в трансформаторе состоят из потерь, не зависящих и зависящих от нагрузки. Потери в стали $\Delta P_{\text{ст}}$ от нагрузки не зависят, а зависят только от мощности трансформатора и значения приложенного к первичной обмотке напряжения. Потери в обмотках $\Delta P_{\text{об}}$ зависят от нагрузки трансформатора.

Общую величину потери активной мощности (кВт) в трансформаторе определяют по формуле

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{ст}} + \Delta P_{\text{об}} \beta^2, \quad (9.7)$$

где $\Delta P_{\text{ст}}$ — потери активной мощности в стали трансформатора при номинальном напряжении, кВт ($\Delta P_{\text{ст}}$ приравнивают к потерям холостого хода трансформатора $\Delta P_{\text{х}}$); $\Delta P_{\text{об}}$ — потери в обмотках при номинальной нагрузке трансформатора, кВт ($\Delta P_{\text{об}}$ приравнивают к потерям короткого замыкания $\Delta P_{\text{к}}$); $\beta = S/S_{\text{ном}}$ — коэффициент загрузки трансформатора, представляющий собой отношение фактической нагрузки трансформатора к его номинальной мощности.

Потери реактивной мощности также разделяют на не зависящие и зависящие от нагрузки. К первым относятся потери, связанные с намагничиванием. Ко вторым относятся потери, обусловленные потоками рассеяния в трансформаторе, находят в зависимости от нагрузки.

Потери реактивной мощности (квар) в трансформаторе определяют из выражения

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_{\text{ст}} + \Delta Q_{\text{рас}} \beta^2, \quad (9.8)$$

где $\Delta Q_{\text{ст}}$ — потери реактивной мощности на намагничивание, квар ($\Delta Q_{\text{ст}}$ принимают равным намагничивающей мощности холостого хода трансформатора $\Delta Q_{\text{х}}$); $\Delta Q_{\text{рас}}$ — потери реактивной мощности рассеяния в трансформаторе при номинальной нагрузке.

Значения $\Delta P_{\text{ст}}$ ($\Delta P_{\text{х}}$) и $\Delta P_{\text{об}}$ ($\Delta P_{\text{к}}$) приведены в каталогах на трансформаторы, а $\Delta Q_{\text{ст}}$ ($\Delta Q_{\text{х}}$) и $\Delta Q_{\text{рас}}$ (квар) определяют по данным каталогов из выражений

$$\Delta Q_{\text{ст}} = \sqrt{\left(\frac{I_{\text{х}} S_{\text{ном}}}{100}\right)^2 - \Delta P_{\text{ст}}^2} \approx \frac{I_{\text{х}} S_{\text{ном}}}{100}, \quad (9.9)$$

$$\Delta Q_{\text{рас}} = 3 I_{\text{ном}}^2 X_{\text{тр}} \cdot 100^{-3} \approx \frac{u_{\text{к}} S_{\text{ном}}}{100}, \quad (9.10)$$

где I_x — ток холостого хода трансформатора, %; u_k — напряжение короткого замыкания, %; $I_{ном}$ — номинальный ток трансформатора, А; $S_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

§ 9.2. Потери электроэнергии

На основании потерь мощности можно определить потери электроэнергии. Известно, что токовая нагрузка в электрической сети непрерывно меняется в течение суток года в зависимости от изменения режима работы потребителей. Вместе с изменением нагрузки меняются и потери электроэнергии. Поэтому потери энергии нельзя подсчитать умножением потерь мощности при какой-нибудь определенной нагрузке на число часов работы линии. В самом деле, если потери принять по максимальной нагрузке, то умножение потерь энергии при этой нагрузке на число часов работы линии приведет к увеличенным во много раз результатам.

Для определения потерь электроэнергии применяют метод, основанный на понятиях времени использования потерь и времени использования максимума нагрузки.

Время максимальных потерь τ есть условное число часов, в течение которых максимальный ток, протекающий в линии непрерывно, создает потери энергии, равные действительным потерям энергии за год.

Временем использования максимальной нагрузки или временем использования максимума T_{max} называют условное число часов, в течение которых линия, работая с максимальной нагрузкой, могла бы передать потребителю за год столько энергии, сколько при работе по действительному переменному графику. Так, например, если за какой-то период времени (сутки, год) по линии было передано W (кВт·ч) электроэнергии, а максимальная нагрузка составляла P_{max} (кВт), то время использования максимальной нагрузки

$$T_{max} = W/P_{max}. \quad (9.11)$$

На основании статистических данных определено среднее число часов использования максимальной нагрузки T_{max} для характерных групп потребителей. Так, например, ориентировочно можно указать значения T_{max} : для внутреннего освещения — 1 500—2 000 ч; наружного освещения — 2 000—3 000; промпредприятия односменного — 2 000—2 500; двухсменного — 3 000—4 500; трехсменного 3 000—7 000 ч.

На практике величину максимальных потерь τ определяют по кривым зависимости этого времени от продолжительности использования максимума нагрузки T_{max} и коэффициента мощности, полученных на основании различных годовых графиков нагрузки.

Зная T_{max} и коэффициент мощности $\cos \varphi$, по кривым $\tau = f(T_{max})$ можно найти время потерь τ (рис. 9.1).

Потери энергии в линиях. Эти потери (в кВт·ч и квар·ч) можно определить по следующим выражениям:

$$\Delta W_{ал} = 3I^2 R_{л} \tau \cdot 10^{-3}, \quad (9.12)$$

$$\Delta W_{ра} = 3I^2 X_{л} \tau \cdot 10^{-3}. \quad (9.13)$$

Потери энергии в трансформаторах. Эти потери складываются из потерь энергии в стали и в обмотках. Величина потерь энергии в стали определяется как произведение потерь мощности $\Delta P_{ст}$, не зависящих от нагрузки, на время работы t трансформатора:

$$\Delta W_{ст} = \Delta P_{ст} t. \quad (9.14)$$

Величина потерь энергии в обмотках (или, как говорит, потери в меди) определяется как произведение потерь мощности, зависящих от нагрузки, на время максимальных потерь:

$$\Delta W_{об} = \Delta P_{об} \beta^2 \tau. \quad (9.15)$$

Общая потеря активной энергии (кВт·ч) в трансформаторе

$$\Delta W_{атр} = \Delta W_{ст} + \Delta W_{об} = \Delta P_{ст} t + \Delta P_{об} \beta^2 \tau. \quad (9.16)$$

Общая потеря реактивной энергии (квар·ч) в трансформаторе

$$\Delta W_{ртр} \approx \frac{I_x S_{ном}}{100} t + \frac{u_k S_{ном} \beta^2}{100} \tau,$$

или

$$\Delta W_{ртр} \approx \frac{S_{ном}}{100} (I_x t + u_k \beta^2 \tau). \quad (9.17)$$

ГЛАВА 10

УСТРОЙСТВО ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ И СИЛОВЫХ СЕТЕЙ ОБЩЕСТВЕННЫХ, ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ И ПРЕДПРИЯТИЙ

§ 10.1. Основные положения и определения

При проектировании осветительных и силовых сетей следует стремиться к варианту, удовлетворяющему всем техническим требованиям (надежности действия сетей, industriальности выполнения монтажа, удобству эксплуатации, экономичности) и в том числе безопасности их эксплуатации. Важнейшим условием надежно-

сти действия электрических сетей и оборудования. Главной опасностью их обслуживания является правильный их выбор в зависимости от технологического назначения помещений, в которых они должны работать. Особенно важно это при выборе сетей и электрооборудования для пожаро- и взрывоопасных помещений.

Неблагоприятные условия окружающей среды (пыль, влажность, химически активная среда, высокая температура и т. п.) могут повредить изоляцию проводов сети и электрооборудования и привести к пробоям, а это нередко вызывает короткие замыкания и выход из строя электрической сети и электрооборудования, а также поражение обслуживающего персонала электрическим током. Для того чтобы правильно выбрать для каждого помещения электрическую проводку и электрооборудование, необходимо определить, к какой категории относится то или иное помещение, например к категории сухих, влажных, особо сырых, жарких, пыльных, с химически активной средой, пожаро- или взрывоопасных. Затем согласно требованиям ПУЭ выбрать для каждого помещения соответствующую марку проводов и кабелей, способ прокладки сетей, а также исполнение осветительной арматуры и электрооборудования.

§ 10.2. Выбор напряжения сетей

Для питания стационарных силовых электроприемников и светильников общего освещения применяют трехфазные четырехпроводные сети с системой напряжения 380/220 В. Такая система позволяет одновременно питать электроэнергией силовые (на линейное напряжение) и осветительные (на фазное напряжение) электроприемники при глухозаземленных нейтралях трансформаторов.

Для питания мощных силовых электроприемников, например электродвигателей компрессоров холодильных установок с единичной мощностью 160 кВт и более, можно принять напряжение 660 В, 6 и 10 кВ. Применение системы напряжения 220/127 В для питания силовых электроприемников ввиду больших потерь электроэнергии и большого расхода цветного металла экономически нецелесообразно, несмотря на то что при такой системе можно применять осветительные лампы накаливания напряжением 127 В, у которых световая отдача выше, чем у ламп 220 В, что дает экономию электроэнергии. Система 380/220 В имеет преимущества по сравнению с системой 220/127 В: экономия цветного металла примерно на 40%, увеличение пропускной способности сети и уменьшение потерь энергии.

Напряжение не выше 220 В применяют в помещениях без повышенной опасности поражения током, для питания светильников общего освещения при любой высоте их установки и в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных при высоте установки более 2,5 м от уровня пола. Такое же напряжение допускается для питания светильников местного стационарного освещения в помещениях без повышенной опасности.

В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных при высоте установки светильников общего освещения с лампами накаливания меньше 2,5 м от уровня пола при питании их напряжением 220 В должны применяться светильники специальной конструкции, исключающие доступ к лампе без инструмента, с подводом проводов в металлических трубах и таким же вводом их в светильник. Без таких светильников применяют напряжение не выше 36 В. Это требование можно не выполнять, если светильники с лампами накаливания и люминесцентными недоступны для посторонних лиц (закрытые помещения) и обслуживаются квалифицированным персоналом.

Для питания светильников местного стационарного освещения и ручных (ремонтное освещение) в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных используют напряжение не выше 36 В, а в отдельных случаях для питания ручных светильников (работы в металлических объемах) — не выше 12 В.

Питание силовых электроприемников и источников света может осуществляться от общих или отдельных трансформаторов. Питание от общих трансформаторов имеет ряд преимуществ по сравнению с питанием от отдельных. С равными электрическими нагрузками при общем питании количество трансформаторов меньше, а следовательно, и затраты на строительство подстанций меньше. Упрощается электрическая схема каждой подстанции, вследствие чего сокращается количество устанавливаемой аппаратуры, уменьшаются ее габариты и удешевляются строительные и монтажные работы. Однако не всегда такое питание силовой и осветительной нагрузок возможно. Так, например, при пуске мощных электродвигателей и сварочных трансформаторов вследствие больших пусковых токов в питающей сети и трансформаторе кратковременно повышаются потери напряжения, а это приводит к кратковременным снижениям напряжения у источников света. Резкие колебания напряжения вызывают изменения светового потока, в результате возникает частое мигание, которое вредно действует на зрение. Питание силовой и осветительной нагрузок общественных и жилых зданий и предприятий осуществляют от общих трансформаторов

§ 10.3. Вводные и вводно-распределительные устройства

Для присоединения внутренних электрических сетей электроустановок к внешним питающим кабельным линиям, а также для распределения электрической энергии и защиты от перегрузок и короткого замыкания отходящих линий служат вводные (ВУ) или вводно-распределительные устройства (ВРУ). Вводное устройство также предназначается для разграничения ответственности за эксплуатацию электрических сетей между персоналом городской сети и персоналом потребителя. За вводным устройством электрические сети находятся в ведении потребителя.

При питании по одному кабелю небольших по мощности электроустановок, относящихся к 3-й категории бесперебойности электроснабжения в качестве ВУ, применяют вводные трехполюсные ящики типа БПВ на токи 100, 250, 350 А с одним блоком «предохранители ПН-2 и выключатель». Также используются ящики ЯЗ700 с одним трехполюсным автоматом серии АЗ700 на токи 50—600 А. Для трех- и пятиэтажных жилых домов в качестве ВУ используют шкафы серии ШВ.

Для общественных зданий, жилых домов повышенной этажности и небольших предприятий применяют ВРУ, выполненные в виде щитов одностороннего или двустороннего обслуживания. Любое ВРУ комплектуется из вводных и распределительных панелей или шкафов заводского изготовления. В крупных городах предприятия электромонтажных организаций разрабатывают и применяют свои конструктивные серии ВРУ. В Москве применяют единую серию ВРУ-УВР-8503, которая комплектуется из отдельных панелей одностороннего обслуживания и состоит из вводных и распределительных панелей.

Вводные панели изготавливают следующих видов: ВР, ВП, ВА. Аппаратура вводных панелей рассчитана на номинальные токи 250, 400, 630 А.

На вводных панелях ВР-250 на токи 250 А устанавливают предохранители ПН-2-250, рубильник Р или рубильник-переключатель серии РП. На вводных панелях ВП-400 и ВП-630 соответственно устанавливают рубильники-переключатели серии РБ и предохранители ПН-2-400, рубильники-переключатели серии РБ и предохранители ПН-2-630. На панелях ВА устанавливают автоматический выключатель серии АЗ726 на номинальный ток 25 А.

Распределительные панели изготавливают следующих видов: распределительные с автоматическими выключателями на отходящих линиях, распределительные с автоматикой управления лестничным и коридорным освещением, распределительные с отделением учета.

В распределительных панелях устанавливают автоматические выключатели серии АЗ7, АЕ20, АЕ1000 и АП50Б, магнитные пускатели серии ПМЛ, промежуточные реле РПЛ и пакетные выключатели ПВ, ПП.

При компоновке ВРУ вводные и распределительные панели одного ввода располагаются рядом. Панели ВРУ изготавливаются заводом-изготовителем отдельными панелями с смонтированными аппаратами и приборами, а также соединительными проводниками между панелями.

На рис. 10.1 дана принципиальная схема одной из вводных панелей с переключателем для одного ввода. Благодаря большому разнообразию схем вводных и распределительных панелей ВРУ-УВР-8503 по заданным электрическим схемам питания внутренних сетей зданий можно скомпоновать любое ВРУ.

На крупных предприятиях, потребляющих значительные мощности, в качестве вводно-распределительных устройств применяют

вводные и распределительные шкафы и панели заводского изготовления серии ЩО-70. Их применяют также на подстанциях в распределительных устройствах 0,4 кВ. Конструктивно они могут быть одностороннего или двустороннего обслуживания. На вводных панелях установлены рубильники с предохранителями или автоматы

серии АВМ, а на распределительных рубильники с предохранителями или автоматы серии АЗ7.

Панели щитов для одностороннего обслуживания называют панелями прислонного типа и устанавливают непосредственно у стены электропомещения. Их обслуживают с лицевой стороны. Панели щитов двустороннего обслуживания называют отдельно- или свободностоящими и располагают на расстоянии не менее 0,8 м от стены.

Щиты одностороннего обслуживания для их установки и обслуживания требуют меньшей площади, чем щиты двустороннего обслуживания. Кроме того, они более экономичны. Однако щиты двустороннего обслуживания удобнее в эксплуатации.

Кроме щитов панельного типа заводы изготовляют вводно-распределительные и распределительные щиты, собираемые из отдельных блоков: предохранитель, выключатель, предохранитель-выключатель, автомат, счетчик.

Помещения вводно-распределительных устройств (электрощитовые) располагают в удобных местах, куда имеет доступ только обслуживающий персонал. Через электрощитовые не должны проходить газопроводы, а другие трубопроводы должны быть без соединений, вентилей, задвижек. Допускается устанавливать ВРУ не в специальных помещениях, а на лестничных клетках, в коридорах и т. д., но при этом шкафы должны запираться, рукоятки аппаратов управления не выводиться наружу или быть съемными. Не допускается устанавливать ВРУ в сырых помещениях и в местах, подверженных затоплению.

§ 10.4. Схемы построения осветительных и силовых сетей

Электрическая энергия от ВРУ до электроприемников распределяется по сетям, имеющим различные схемы построения. Выбор

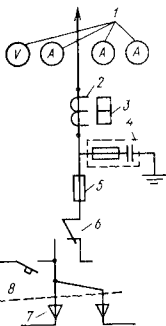


Рис 10.1 Схема вводной панели с переключателем на вводе

1 — измерительные приборы; 2 — трансформаторы тока; 3 — счетчик электроэнергии; 4 — помехозащитные конденсаторы; 5 — предохранитель; 6 — переключатель; 7 — кабельный ввод; 8 — автоматический выключатель; 9 — лампа накаливания

схемы зависит от территориального расположения приемников электрической энергии относительно ВРУ, а также относительно друг друга, величины установленной мощности отдельных электроприемников и надежности электроснабжения.

Правильно составленная схема должна обеспечить простоту и удобство эксплуатации; быть экономичной по капитальным затратам на ее сооружение, по расходу цветных металлов, эксплуатационным расходам и потерям электроэнергии. Кроме того, схема пи-

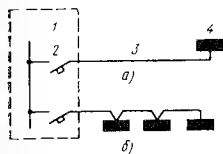


Рис. 10.2. Радиальная и магистральная схемы освещения:

а — радиальная; *б* — магистральная; 1 — ГРЩ, ВРУ; 2 — автоматический выключатель; 3 — питающая линия; 4 — щиток освещения

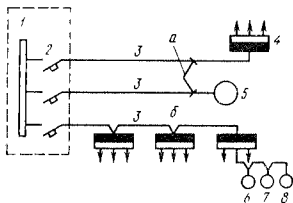


Рис. 10.3. Радиальная и магистральная схемы силовой сети:

а — радиальная; *б* — магистральная; 1 — ГРЩ, ВРУ; 2 — автоматический выключатель; 3 — питающая линия; 4 — силовой распределительный пункт; 5 — силовой электроприемник; 6, 7, 8 — электроприемники, включенные в цепочку

тания должна допускать применение индустриальных и скоростных методов монтажа. По назначению осветительные и силовые сети делятся на питающие и распределительные.

Питающей сетью называют линии от встроенных в здание трансформаторных подстанций или КТП, а также от ВРУ здания до групповых щитков освещения и силовых распределительных пунктов, распределительной — линии, идущие от силовых распределительных пунктов до силовых электроприемников, а групповой — линии от групповых щитков освещения до светильников.

Каждую питающую линию, отходящую от главного распределительного щита (ГРЩ) или от ВРУ здания, можно выполнять по схемам *радиальной*, *магистральной* и *радиально-магистральной* (*смешанной*). При питании радиальной линией электрическая нагрузка присоединяется только в конце линии от точки питания, а при питании магистральной линией отдельные нагрузки присоединяются на всем ее протяжении.

На рис. 10.2 и 10.3 показаны примеры питания щитков освещения и силовых распределительных пунктов по радиальной и магистральной схемам. Радиальная схема обеспечивает высокую надеж-

ность питания отдельных потребителей, так как при аварии в питающей линии прекращают работу только один или несколько электроприемников, в то время как остальные электроприемники других линий продолжают нормальную работу. В осветительных сетях радиальная схема питания почти не применяется из-за высокой стоимости ее сооружения и значительного расхода цветного металла.

В силовых сетях радиальные линии применяются для непосредственного питания отдельных мощных электроприемников, расположенных друг от друга на большом расстоянии, или отдельных силовых распределительных пунктов, питающих электроприемники небольшой мощности, расположенных отдельными группами.

Основным требованием построения осветительной сети является обеспечение бесперебойности питания, так как внезапное прекращение освещения может нарушить производственный процесс и привести к несчастным случаям. Правильно составленная схема питания должна либо исключать случаи аварийного прекращения освещения, либо свести их до минимума. Выполнения указанных требований достигают соответствующим построением схемы осветительной сети. Согласно ПУЭ на многих предприятиях, а также в общественных зданиях кроме рабочего освещения должно быть предусмотрено и аварийное, обеспечивающее продолжение работы или безопасную эвакуацию людей из здания.

Рассмотрим некоторые характерные схемы надежности питания осветительных установок. На рис. 10.4 представлена схема питания осветительной установки одной питающей линией от отдельно стоящей однострансформаторной подстанции. Как видно, в случае аварии в ТП

или в питающей линии при отсутствии резервного питания надежность работы осветительной установки снижается. Поэтому такая схема применима для питания электроэнергией малоответственных общественных зданий и предприятий с нагрузками третьей категории надежности.

При питании двумя питающими линиями от однострансформаторной подстанции оба ввода заводятся на ВРУ здания. В нормальном режиме от одного ввода питается осветительная нагрузка, от другого — силовые потребители. Два переключателя, установленные на ВРУ, позволяют при выходе из строя одной питающей линии подключить всю нагрузку здания к оставшейся в работе линии.

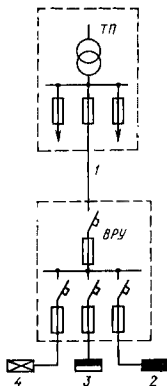


Рис. 10.4. Схема питания общественного здания или небольшого предприятия от однострансформаторной подстанции:

1 — питающая линия; 2 — групповой щиток освещения; 3 — силовой распределительный щит; 4 — щиток эвакуационного освещения

Такая схема питания в случае необходимости обеспечивает эвакуационное освещение.

Более надежной схемой питания осветительная установка обеспечивается, если на объекте расположены две одното трансформаторные подстанции. В этом случае аварийное освещение питается самостоятельными линиями от разных подстанций. Этим самым сохраняется один из видов освещения даже при выходе из строя одной из подстанций (рис. 10.5). Такая схема питания рабочего и аварийного освещения называется перекрестной. Если каждая подстанция питается от разных «центров питания», то данную схему можно использовать для питания аварийного освещения с целью продолжения работы.

В больших городах для питания общественных, жилых зданий и предприятий используются двухтрансформаторные подстанции с автоматическим включением резерва (АВР) на стороне 380 В. При питании трансформаторов от разных «центров питания» можно также использовать аварийное освещение для продолжения работы.

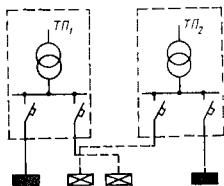


Рис. 10.5. Схема перекрестного питания эвакуационного освещения

Питающие силовые линии преимущественно выполняют по магистральной схеме. Радиальные линии применяют только для присоединения мощных электроприемников, а также потребителей, требующих повышенной надежности электроснабжения. Магистральные питающие линии применяют, когда электроприемники небольшой мощности равномерно расположены по всей площади производственного помещения. В этом случае электроприемники в зависимости от их территориального расположения группами присоединяют к силовым распределительным пунктам, а последние — к линии.

На вводе каждого силового пункта устанавливают аппарат управления (рубильник или автомат), отключающий его при аварии или ремонте без нарушения работы остальных пунктов.

Конструктивно магистральные линии и распределительные сети выполняют кабелем или проводами, а в некоторых случаях — шинпроводами (токопроводами). Применение того или иного вида проводки определяется характером производства, мощностью и расположением технологических потребителей.

В небольших ремонтных мастерских, на коммунальных предприятиях, предприятиях общественного питания, бытового обслуживания и т. п., в которых технологический процесс производства меняется редко и оборудование, как правило, перемещается редко, магистральные линии, питающие распределительные пункты, и распределительная сеть выполняются кабелями или проводами в тру-

бах, проложенных в полу и по стенам. В цехах предприятий, где станки и механизмы расположены по всей площади рядами и часто перемещаются вследствие изменения технологического процесса производства, в качестве питающих магистральных линий и распределительной сети применяют магистральные и распределительные закрытые шинопроводы заводского производства (рис. 10.6).

Основными достоинствами шинопроводов являются: а) экономия цветных металлов в магистральной и распределительной сети; б) скоростной монтаж; в) гибкость в эксплуатации; г) простота и надежность осмотра в условиях эксплуатации.

По конструктивному исполнению шинопроводы могут быть открытыми, защищенными и закрытыми.

Открытые применяют для магистральных сетей в помещениях с нормальной средой. Их выполняют алюминиевыми шинами, прокладываемыми по изоляторам, прикрепленным к фермам и колоннам цеха, при этом должны соблюдаться нормы минимальных высот и наименьших расстояний до трубопроводов и технологического

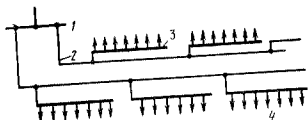


Рис. 10.6. Магистральная схема сети, выполненная шинопроводами:

1 - вводно-распределительное устройство; 2 - магистральный шинопровод; 3 - распределительный шинопровод; 4 - электроприемники

оборудования. У защищенных шины ограждены сеткой, коробом из перфорированных листов и т. п., предотвращающими случайное прикосновение к шинам и попадание на них посторонних предметов. У закрытых шины закрыты сплошным коробом.

По своему назначению шинопроводы бывают магистральными и распределительными.

Магистральные рассчитаны на большие токи (1600—4000 А) и на несколько присоединений к ним ответвлений для питания потребителей (два места на каждые 6 м). Распределительные рассчитаны на токи до 630 А и большое количество мест (3—6) на трехмерной секции для подключения электроприемников.

В цехах промышленных предприятий широко используют закрытые распределительные шинопроводы. Их изготавливают на заводах и поставляют в виде комплекта из прямых участков — секций (длина прямой секции 3 м), снабженных переходными элементами для последовательного соединения ряда секций, устройства ответвлений (ответвительные коробки), а также вводных коробок, присоединяющих шинопроводы к питающей сети. Ответвительные коробки предназначены для подключения станков и механизмов. В них устанавливают автоматы или предохранители. Подключаются электроприемники к шинопроводу с помощью ответвительных коробок со штепсельными контактами (без снятия напряжения с шинопровода) или болтовыми соединениями. Соответственно шинопроводы называют штепсельными или шинопроводами

с глухими отпайками. Наибольшее распространение получили штепсельные шинопроводы. Ответвление от шинопроводов к производственным механизмам выполняется в стальных тонкостенных трубах проводом марки АПВ или шланговым проводом. Шинопроводы крепят к фермам, подвешивают на подвесках к строительным конструкциям цеха или устанавливают на стойках. Типовые комплекты магистральные шинопроводы серии ШМА-73 выпускают на номинальные токи 1600, 2500 и 4000 А напряжением до 1000 В, а распределительные штепсельные шинопроводы серии ШРА-73 — на токи 250, 400 и 630 А напряжением до 380 В.

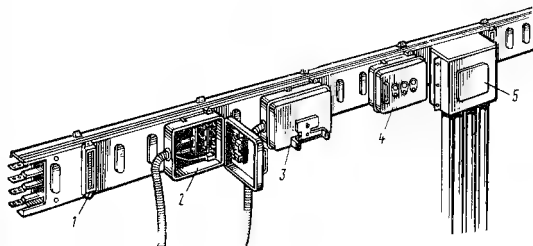


Рис 10.7 Элементы (секции) распределительного шинопровода

1 — заглушка, закрывающая место резервного присоединения. 2 — ответвительная коробка с предохранителями; 3 — ответвительная коробка с автоматом (видна рукоятка автомата), 4 — коробка с сигнальными лампами, указывающими наличие напряжения; 5 — вводная коробка

На рис. 10.7 показан общий вид распределительного штепсельного шинопровода серии ШРА-73 (четырёхпроводного). Все четыре шины (три фазовых проводника и нулевой) изготовлены из изолированных алюминиевых шин прямоугольного сечения. Сечение фазовых и нулевого проводников одинаково. Шины секций соединяют болтами. Каждая прямая трехметровая секция имеет восемь штепсельных окон для присоединения ответвительных коробок. Расстояние между ответвительными коробками 1 м. В ответвительной коробке устанавливаются автомат АЕ20 или АЗ7 или предохранители ПН2 на номинальный ток 100 А.

На крупных предприятиях городского хозяйства (авторемонтные заводы и т. п.) для крупных механических и сборочных цехов часто применяют магистральную сеть, выполненную по схеме блока «трансформатор — магистраль» (рис. 10.8). По этой схеме вся мощность трансформатора, установленного в цехе, передается по магистральному шинопроводу к электроприемникам или через распределительные пункты, или распределительные шинопроводы, или непосредственно к электроприемникам. Магистральные схемы питания имеют ряд преимуществ по сравнению с радиальными.

1. Вследствие сокращения количества отходящих линий от ВРУ уменьшается количество устанавливаемых в нем коммутационных и защитных аппаратов, а это приводит к уменьшению его размеров.

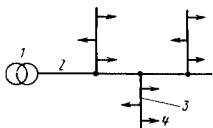


Рис. 10.8 Схема блока «трансформатор - магистраль».

1 — трансформатор, 2 — магистральный шинопровод, 3 — распределительный шинопровод, 4 — электроприемник

2. Уменьшается общая протяженность питающих линий, а следовательно, снижается расход цветных металлов и сокращаются расходы на сооружение сети.

3. Выполняются электромонтажные работы индустриальным методом, применением магистральных и распределительных шинопроводов заводского изготовления.

В силовых и осветительных сетях радиальные и магистральные линии отдельно применяют редко. Наиболее распространены смешанные схемы, т. е. радиально-магистральные.

§ 10.5. Основные сведения по устройству осветительных и силовых сетей и установок общественных зданий и предприятий

В помещениях общественных зданий, как правило, применяется система общего освещения с равномерным расположением светильников по потолкам. В производственных помещениях (цехах), где выполняется зрительная работа, применяется система комбинированного (общее + местное), а иногда и локализованного освещения.

Освещение помещений, для которых нет специальных требований к цветопередаче, выполняется преимущественно люминесцентными лампами типа ЛБ, а при высоких требованиях к цветоразличию — лампами ЛДЦ, ЛЕЦ и ЛХБЦ.

Светильники местного освещения станков обычно питаются от индивидуальных понижающих трансформаторов, которые присоединяются к силовой сети станков. Для другого технологического оборудования светильники питаются от групповых трансформаторов с вторичным напряжением 12—24—36 В.

Групповые линии осветительных сетей при трехфазной системе с нулевым проводом (380/220 В) могут выполняться однофазными (двухпроводными), двухфазными (трехпроводными) и трехфазными (четырепроводными). Для освещения небольших помещений, в которых установлено небольшое количество светильников, применяются однофазные группы. В зданиях со значительным числом небольших помещений, иногда для общего освещения, применяются двухфазные (трехпроводные) и трехфазные (четырепроводные) групповые линии с однофазными ответвлениями в отдельные помещения. В больших производственных помещениях (цехах) с боль-

шим количеством станочного и технологического оборудования при общем освещении газоразрядными лампами (люминесцентные, ДРЛ, ДРИ) групповые линии, как правило, выполняются трехфазными (четырёхпроводными). В таких линиях светильники подключаются к разным фазам, что способствует снижению стробоскопического эффекта. К групповым линиям не рекомендуется присоединять более 20 ламп на фазу, а при использовании многоламповых светильников с люминесцентными лампами — до 50 ламп.

К питающей линии освещения рекомендуется подключать не более четырех-пяти щитков, при этом на вводе каждого должен устанавливаться аппарат управления (вводной автомат или пакетный выключатель).

Групповые щитки устанавливают в центрах нагрузок, местах, удобных для обслуживания, и на этажах, которые они питают электроэнергией. Не следует устанавливать щитки в горячих, сырых, пожароопасных и взрывоопасных помещениях. Выключатели для общего освещения устанавливают на высоте 1,5 м, а в школах и детских учреждениях — 1,8 м от пола.

В помещениях общественных зданий штепсельные розетки устанавливают на высоте 0,8 м от пола. Допускается устанавливать розетки на высоте 0,3 м от пола, при этом должны применяться розетки с защитными устройствами, закрывающими гнезда при вынутой вилке. Не допускается устанавливать выключатели и штепсельные розетки в пожароопасных, взрывоопасных, сырых и влажных помещениях. Их следует выносить в смежные помещения с нормальной средой.

К распределительным силовым пунктам электроприемники могут подключаться каждый отдельно либо группой в виде «цепочки» (рис. 10.9).

На предприятиях торговли и общественного питания силовые электроприемники обычно присоединяют к силовым распределительным пунктам независимо друг от друга. Допускается соединение в цепочку до четырех электроприемников мощностью не более 3 кВт и до двух электроприемников мощностью до 5 кВт каждый. При соединении в цепочку кассовых аппаратов количество их не ограничивается. Не следует соединять в одну цепочку однофазные и трехфазные электроприемники, а также электроприемники механизмов различного технологического назначения (например, электродвигатели станков и вентиляторы или холодильные аппараты с оборудованием пищеблока и т. д.).

Соединение в цепочку электроприемников теплового оборудования мощностью более 1,5 кВт не рекомендуется. При питании каждого холодильного аппарата радиальной линией и при защите отходящей линии автоматическим выключателем перед магнитным пускателем устанавливается пакетный выключатель для ремонтных

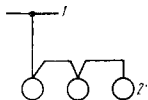


Рис 10.9 Электроприемники, включенные в цепочку:

1 — распределительный силовой пункт;
2 — электроприемник

целей. При питании нескольких холодильных аппаратов, включенных в цепочку (а защита отходящей линии осуществляется автоматическим выключателем на ответвлении к каждому холодильному агрегату), перед магнитным пускателем устанавливается автоматический выключатель, защищающий ответвление от перегрузки и коротких замыканий. При соединении группы электроприемников теплого или механического оборудования в цепочку (кроме штепсельных розеток, предназначенных для подключения теплого или электромеханического оборудования) на ответвлении к каждому из электроприемников перед пусковым аппаратом устанавливают пакетный выключатель.

Штепсельные розетки для подключения уборочных машин питают от силовой сети, но допускается подключение их и к сети электрического освещения. Силовые распределительные пункты располагают либо в центре нагрузок, либо с некоторым смещением в сторону питания.

На предприятиях общественного питания (пищеблоках) в каждом производственном цехе устанавливают распределительный пункт для подключения электроприемников технологического оборудования. Присоединение к ним электроприемников, не относящихся к производственному оборудованию пищеблока, не рекомендуется.

§ 10.6. Виды применяемых электропроводок

Электропроводка внутри зданий может быть двух видов: а) открытая, проложенная по поверхности стен, потолков и ферм; б) скрытая, проложенная в конструктивных элементах здания (стенах, перекрытиях и полах). Вид проводки и марки проводов определяются условиями среды в помещении, а в общественных зданиях — и архитектурными особенностями.

Открытую проводку применяют в основном в производственных помещениях, а *скрытую* — в общественных и жилых зданиях. Скрытая проводка может выполняться либо сменяемой, т. е. когда в процессе эксплуатации она может быть заменена без нарушения строительных конструкций, либо несменяемой, когда провода наглухо заделаны в теле строительных конструкций (под слоем штукатурки, в перекрытиях и в конструкции полов). Основным недостатком несменяемой проводки состоит в том, что при повреждении приходится заменять ее открытой проводкой. В производственных помещениях для осветительных и силовых сетей широко используют открытые электропроводки, выполненные изолированными проводами или небронированными кабелями, укрепленными на изолирующих опорах (роликах, изоляторах, клицах) либо на тросах или проложенными на лотках, в коробах и трубах.

В стационарных электропроводках провода и кабели применяют с алюминиевыми жилами, за исключением сетей освещения во взрывоопасных помещениях классов В-I и В-Ia, а также с це-

зрелищных предприятий, киноаппаратных, светопроекторных, стационарных аккумуляторных и зрительных залов с числом мест 800 и более. Здесь используют провода и кабели с медными жилами. Эти провода применяют также для зарядки осветительной аппаратуры, переносных светильников и подводов, подверженных тряске (например, по станкам и механизмам).

Открытая проводка изолированными проводами на изоляторах рекомендуется в сырых, влажных, жарких и пожароопасных помещениях. В жарких помещениях и в местах с температурой выше 40°C провода и кабели должны иметь теплостойкую или обычную изоляцию, но токовые нагрузки должны быть снижены. В сырых помещениях изоляция должна быть влагостойкой. Для проводки на изоляторах применяют провода марок АПР, АПРВ, АПВ. В производственных зданиях и складских помещениях с фермами, когда нельзя крепить электропроводку к стенам и потолкам из-за насыщенности технологическими и сантехническими коммуникациями, применяют тросовую проводку. Она состоит из специальных 2-, 3- и 4-жильных алюминиевых проводов с резиновой изоляцией марки АРТ и поливинилхлоридной изоляцией марки АВТ, внутри которых вмонтирован несущий стальной трос. Тросовая проводка может быть также выполнена проводами и кабелями марок АПР, АПВ, АНРГ, АВРГ и т. д., которые крепятся к специально проложенному тросу через 0,5—1,5 м. Тросовые проводки просты в монтаже и допускают высокую механизацию монтажа, так как заранее могут быть изготовлены в мастерских. Однако они имеют недостаточную механическую прочность, и в этом их основной недостаток.

В производственных помещениях, когда в стесненных условиях необходимо проложить большое количество магистралей, питающих осветительную установку и силовое электрооборудование, применяют стальные лотки. Их широко используют для горизонтальной и вертикальной прокладок проводов и кабелей на высоте не менее 2 м от уровня пола (рис. 10.10). Провода и кабели располагают в один ряд, при этом расстояние между ними (в свету) должно быть около 5 мм. Для такой проводки применяют провода марок АПР, АПРВ, АПН, АПВ, АПП, АПРТО и кабели марок АВРГ, АНРГ, АСРГ и др. Открытая проводка в лотках дает возможность

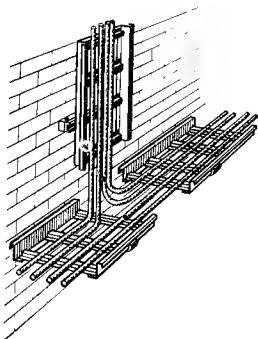


Рис. 10.10 Одноярусная горизонтальная установка лотков с вертикальным отводом, закрепленным на ребро

при повреждении какого-либо провода или кабеля быстро произвести замену. Электропроводки в трубах применяют в случаях, когда необходима защита проводов от механических повреждений и воздействия окружающей среды. Электропроводки в стальных водогазопроводных трубах вследствие их дефицитности используют только во взрывоопасных установках, в сырых и особо сырых помещениях. Во всех помещениях (сухих, влажных, жарких, пыльных и пожароопасных) применяют стальные тонкостенные (электро-сварные) трубы, которые прокладываются как открыто по стенам, перекрытиям, в каналах и т. д., так и скрыто в полу, стенах и перекрытиях.

Промышленностью освоено производство бумажно-металлических, полиэтиленовых, полипропиленовых и винилпластовых труб, применение которых более перспективно. Эти трубы должны применяться вместо металлических и могут быть проложены как открыто, так и скрыто во всех помещениях, кроме взрыво- и пожароопасных, а также в некоторых случаях, оговоренных в [8]. Стальные трубы применяют только в тех случаях, когда использование пластмассовых запрещено. В трубах (металлических и пластмассовых) допускается применять провода марок АПРТО, ПРТО, АПВ, ПВ, АПР, ПР, АПРВ и ПРВ.

В административно-бытовых, общественных, а также в многоэтажных производственных зданиях сети электрического освещения прокладывают скрыто, что улучшает архитектурный облик помещения. Такие проводки часто дешевле открытых, так как прокладка проводов по перекрытию или в подготовке пола допускается по кратчайшему расстоянию. Скрытые проводки выполняют специальными плоскими проводами марок ППВ, АППВ с полихлорвиниловой изоляцией и марки АПН с найритовой изоляцией, без труб, непосредственно в слое подготовки пола, под штукатуркой стен, потолков, в щелях и пустотах строительных конструкций. Более совершенна скрыто сменяемая проводка, прокладываемая в каналах строительных конструкций, образуемых при изготовлении железобетонных, гипсобетонных и других панелей на заводах; ее легко можно заменить при ремонте.

В помещениях общественных зданий, за исключением сырых и особо сырых, а также техподпольев, подвалов и чердаков, все чаще применяют прокладки всех видов внутренних электрических сетей сильных и слабых токов в специальном электротехническом плintусе из труднотгораемого изоляционного материала.

Также возможно устройство проводки с помощью специального багета из пластмассы с запрессованными проводками, что позволяет передвигать штепсельные розетки специальной конструкции по всей длине багета.

При устройстве внутренних электрических сетей общественных зданий необходимо учесть следующее.

1. В неотапливаемых подвалах, техподпольях и коридорах, на чердаках, в сырых и особо сырых помещениях, насосных тепловых

пунктах и т. п., а также в небольших общественных зданиях деревянных конструкций электропроводки могут выполняться открыто, на лотках, в коробах, пластмассовых трубах.

2. Питающие линии можно прокладывать скрыто в каналах строительных конструкций, в пластмассовых трубах в слое подготовки пола данного или вышележащего этажа.

3. Проводка групповой сети освещения, как правило, выполняется скрытой и сменяемой.

Как исключение прокладывают спуски к выключателям и штепсельным розеткам в бороздах под штукатуркой по стенам и перегородкам проводами АПВ в пластмассовых трубах.

Над подвесными потолками электропроводку следует выполнять: а) при подвесных потолках из негорючих материалов — в пластмассовых трубах, металлорукавах или защищенных проводами и кабелями; б) при подвесных потолках из горючих и труднотлеющих материалов — в стальных трубах.

В осветительных сетях для подключения светильников применяют осветительные шинопроводы типа ШОС. Шинопровод четырехпроводный, выполненный из медных проводов сечением 6 мм², допускает ток 25 А. Прямые секции имеют штепсельные окна для присоединения светильников, которые можно подключать к шинопроводу только специальной штепсельной вилкой. Также для подвески светильников и прокладки осветительных сетей применяют короба типа КТ.

ГЛАВА 11

РАСЧЕТ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ И ПРЕДПРИЯТИЙ

§ 11.1. Требования, предъявляемые к расчету осветительных сетей

К расчету осветительных сетей предъявляются следующие требования. 1) выбранные сечения проводов должны обеспечить требуемые напряжения у источников света, так как только при этом обеспечивается наиболее экономичная их работа (световая отдача, срок службы); 2) токовые нагрузки на отдельные провода не должны превышать допустимых значений; это необходимо для увеличения срока службы их изоляции, а также для создания условий пожарной безопасности; 3) выбранные сечения проводов по механической прочности должны обеспечить надежность при монтаже и эксплуатации.

Из этих требований видно, что осветительные сети рассчитываются на: а) допустимые потери напряжения, обеспечивающие у источников света напряжения не ниже определенных значений; б) допустимое нагревание проводов; в) механическую прочность в зависимости от условий прокладки.

Основным является расчет сети на допустимые потери напряжения. Для его выполнения прежде всего необходимо определить расчетные нагрузки и расчетные значения потерь напряжения.

§ 11.2. Определение расчетных нагрузок

Установленная мощность осветительной нагрузки общественных зданий и предприятий определяется на основании светотехнических расчетов и представляет собой сумму мощностей всех ламп данной установки. Установленная мощность всегда бывает больше расчетной максимальной, т. е. действительно затрачиваемой, так как в зависимости от характера производства и назначения помещений часть ламп по разным причинам обычно не включена. Поэтому для получения расчетной максимальной мощности вводят поправочный коэффициент к установленной мощности, называемый коэффициентом спроса (K_c).

Для осветительных установок с лампами накаливания расчетная максимальная мощность (кВт)

$$P_{\max} = K_c \sum P_{\text{ном}}, \quad (11.1)$$

где K_c — коэффициент спроса; $\sum P_{\text{ном}}$ — суммарная установленная номинальная мощность всех подключенных ламп, кВт.

В установках с газоразрядными лампами расчетная максимальная мощность включает потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре (ПРА). Расчетную мощность определяют из следующих выражений:

для люминесцентных ламп при стартерных схемах зажигания

$$P_{\max} = 1,2 K_c \sum P_{\text{ном}}, \quad (11.2)$$

для люминесцентных ламп при бесстартерных схемах зажигания

$$P_{\max} = 1,3 K_c \sum P_{\text{ном}}, \quad (11.3)$$

для ртутных ламп ДРЛ

$$P_{\max} = 1,1 K_c \sum P_{\text{ном}}, \quad (11.4)$$

Коэффициенты спроса для расчета нагрузок рабочего освещения в питающей сети и на вводах различных зданий приведены в табл. 11.1.

Коэффициент спроса для расчета групповой сети освещения и всех звеньев сети эвакуационного и аварийного освещения следует принимать равным 1,0.

Расчетная нагрузка от трансформаторов пониженного напряжения 12—36 В складывается из мощности светильников, установленных стационарно на столбах, верстаках для общего и местного освещения, и нагрузки переносного освещения с коэффициентом спро-

са 0,5—1,0, принимаемым в зависимости от степени использования переносного освещения.

Таблица 11.1

Организация, учреждения и предприятия	Коэффициенты спроса $K_{ср}$ при установленной мощности электрического освещения, кВт						
	до 5	6—10	11—15	16—25	26—50	51—100	100—200
Предприятия общественного питания, детские ясли-сады, учебно-производственные мастерские профтехучилищ	1	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65
Организации и учреждения управления, общеобразовательные школы, специальные учебные заведения, учебные заведения профтехучилищ, предприятия бытового обслуживания	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Проектные конструкторские организации, предприятия торговли	1	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75
Гостиницы	1	0,8	0,7	0,6	0,5	0,45	0,4
Небольшие производственные здания	1,0						
Производственные здания, состоящие из отдельных крупных пролетов	0,95						
Производственные здания, состоящие из многих отдельных помещений	0,85						

Для выбора сечений проводов и кабелей из условий допустимого нагрева (см. гл. 7) необходимо определить расчетные максимальные токовые нагрузки линий в амперах.

Расчетные максимальные нагрузки определяют по формулам: для однофазной (двухпроводной 1φ+0) сети

$$I_{\max} = P_{\max} \cdot 10^3 / (U_{\phi} \cos \varphi); \quad (11.5)$$

для двухфазной (трехпроводной 2φ+0) сети

$$I_{\max} = P_{\max} \cdot 10^3 / (2U_{\phi} \cos \varphi); \quad (11.6)$$

для трехфазной (четырёхпроводной 3ф + 0) сети

$$I_{\max} = P_{\max} \cdot 10^3 (\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi). \quad (11.7)$$

Для сетей, питающих люминесцентные лампы, коэффициент мощности следует принимать: 0,95 — для светильников с компенсированными ПРА; 0,5 — для светильников с некомпенсированными ПРА; 0,57 — для ламп ДРЛ; 1 — для ламп накаливания.

По расчетным токовым нагрузкам (по таблицам допустимых токовых нагрузок на провода и кабели) в зависимости от рода прокладки определяют их сечения.

§ 11.3. Выбор сечений нулевых проводов в трехфазных четырехпроводных осветительных сетях

Если к трехфазной четырехпроводной осветительной линии подключены люминесцентные лампы или лампы ДРЛ, то ток в нулевом проводе не равен нулю, как в линиях с лампами накаливания при равномерной нагрузке фаз. Объясняется это тем, что нелинейность вольт-амперной характеристики люминесцентных ламп, а также наличие в их цепи катушки индуктивности со стальным сердечником и конденсаторов вызывает несинусоидальность кривой тока и вследствие этого по нулевому проводу протекает ток высших нечетных гармоник, кратных трем, даже при равномерной нагрузке фаз.

Проведенные исследования показали, что ток высших гармоник в нулевом проводе может достигать 56—85% фазного тока. Отсюда вытекает, что когда сечение проводников сети определяется расчетом по току нагрузки, сечение нулевого провода принимают равным сечению фазных проводов. В этом случае при прокладке четырехпроводной линии в трубе допустимую токовую нагрузку надо принимать, как для четырех проводов.

Токи высших гармоник в нулевом проводе незначительно увеличивают потери напряжения в сети и на практике не учитываются.

Для четырехпроводных сетей электроосвещения с лампами накаливания, где кривая тока не искажается при равномерной нагрузке фаз, сечение нулевого провода принимают равным половине сечения фазных проводов (на случай некоторой неравномерности нагрузок, которая всегда возможна, так как включение ламп может не совпадать по времени).

Для двухфазных (2ф + 0) и однофазных (1ф + 0) линий сечения нулевых проводов принимают равными сечениям фазных.

При совместном питании люминесцентных ламп и ламп накаливания сечение нулевого провода выбирают с учетом обоих факторов.

§ 11.4. Расчетные потери напряжения

Источники света, применяемые в сетях электрического освещения, особенно лампы накаливания, чувствительны к снижениям напряжения. При этом резко уменьшается их световой поток. Поэтому основное требование при расчете осветительной сети — обеспечить допустимый уровень напряжения у источников света.

Согласно ПУЭ напряжение у наиболее удаленной лампы внутреннего рабочего освещения промышленных предприятий и общественных зданий, а также прожекторных установок наружного освещения не должно быть ниже 97,5% номинального, а у более удаленных ламп жилых зданий, аварийного и наружного освещения, выполненных светильниками, — не ниже 95% номинального. Повышение напряжения у ламп не должно превышать 105%. При аварийных режимах напряжение на лампах не должно снижаться более чем на 12% от номинального.

Величина располагаемых (допустимых) потерь напряжения в осветительной сети от источника питания (трансформатора) до наиболее удаленной лампы с учетом потери напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_c = U_{хтр} - \Delta U_{тр} - U_d, \quad (11.8)$$

где ΔU_c — потери напряжения в сети; $U_{хтр}$ — напряжение трансформатора при холостом ходе; $\Delta U_{тр}$ — потери напряжения в трансформаторе; U_d — минимально допустимое напряжение лампы.

Для того чтобы покрыть потери напряжения в сети и обеспечить у электроприемников напряжение, близкое к номинальному, источники питания (генераторы, трансформаторы) изготавливают такими, чтобы можно было поддерживать на их зажимах напряжение на 5% выше номинального.

При питании осветительных установок производственных или общественных зданий максимально допустимая потеря напряжения от источника питания (трансформатора) до наиболее удаленной лампы

$$\Delta U \% = 105\% - 97,5\% = 7,5\%.$$

Представив величины в формуле (11.8) в процентах, получим

$$\Delta U_c \% = 105\% - \Delta U_{тр} \% - U_d \%. \quad (11.9)$$

Из выражения (11.8) видно, что из трех значений только U_d , т. е. потеря напряжения в трансформаторе, является переменным значением, зависящим от мощности питающего трансформатора, степени его загрузки и коэффициента мощности питаемых им электроприемников.

Таким образом, при определении располагаемой (допустимой) потери напряжения в осветительной сети для каждого конкретного случая необходимо знать мощность и загрузку питающего транс-

форматора, а также коэффициент мощности суммарной нагрузки на шинах низшего напряжения подстанции.

Потери вторичного напряжения в трансформаторе от его вторичного номинального напряжения определяют по формуле

$$\Delta U_{\text{тр}} \% = 3(u_a \cos \varphi + u_p \sin \varphi), \quad (11.10)$$

где $u_a = P_k / (10 S_{\text{ном тр}})$ — активная составляющая напряжения короткого замыкания, $\%$; P_k — потери короткого замыкания при номинальной нагрузке, Вт (принимаются по каталогу); $S_{\text{ном тр}}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А; $u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2}$ — реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, $\%$; u_k — напряжение короткого замыкания, $\%$; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности во вторичной цепи трансформатора; β — отношение фактической нагрузки к номинальной.

Зная значение допустимого напряжения на зажимах электроприемников и потерю напряжения в трансформаторе, можно определить располагаемую потерю напряжения в рассматриваемой сети. Так, например, если минимально допустимое напряжение у наиболее удаленной лампы составляет 97,5% от номинального и потеря напряжения в питающем трансформаторе оказалась равной 4,0%, то располагаемая потеря напряжения в сети составит $\Delta U_c \% = 105\% - 4,0\% - 97,5\% = 3,5\%$.

Расчетные потери напряжения в осветительных сетях, подсчитанные для наиболее удаленной лампы с минимально допустимым напряжением 97,5% от $U_{\text{ном}}$, при различных коэффициентах загрузки питающих трансформаторов и коэффициентах мощности суммарной нагрузки даны в табл. 11.2.

Таблица 11.2

Мощность трансформатора, кВ·А	Коэффициент загрузки трансформатора, K_z	Потеря напряжения, % при коэффициенте мощности нагрузки						
		1,0	0,95	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
160	0,95	5,9	4,8	4,4	3,9	3,6	3,4	3,3
	0,9	6,0	5,0	4,5	4,0	3,9	3,6	3,5
	0,8	6,1	5,2	4,9	4,5	4,2	4,1	4,0
	0,7	6,3	5,5	5,3	4,8	4,6	4,5	4,4
	0,6	6,5	5,8	5,5	5,2	5,0	5,0	4,9
	0,5	6,7	6,1	5,8	5,6	5,4	5,4	5,3
250	0,95	6,1	5,0	4,2	4,0	3,7	3,5	3,3
	0,9	6,2	5,1	4,6	4,1	3,9	3,7	3,5
	0,8	6,3	5,3	5,0	4,5	4,3	4,1	4,0
	0,7	6,5	5,6	5,4	4,9	4,7	4,5	4,4
	0,6	6,6	5,9	5,6	5,3	5,1	5,0	4,9

Мощность трансформатора, кВт · А	Коэффициент загрузки трансформатора, K_1	Потеря напряжения, %, при коэффициенте мощности нагрузки						
		1,0	0,9	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
400	0,95	6,2	5,0	4,5	4,0	3,4	3,5	3,3
	0,9	6,3	5,2	4,7	4,2	3,9	3,7	3,6
	0,8	6,4	5,4	5,0	4,6	4,3	4,1	4,0
	0,7	6,5	5,7	5,4	4,9	4,7	4,6	4,4
	0,6	6,6	5,9	5,7	5,3	5,1	5,0	4,9
	0,5	6,8	6,2	5,9	5,7	5,5	5,4	5,3
630	0,95	6,4	4,9	4,3	3,5	3,0	2,8	2,6
	0,9	6,4	5,0	4,4	3,7	3,3	3,0	2,8
	0,8	6,5	5,2	4,8	4,1	3,8	3,5	3,3
	0,7	6,7	5,6	5,2	4,6	4,3	4,0	3,9
	0,6	6,7	5,8	5,5	5,0	4,7	4,5	4,4
	0,5	6,9	6,1	5,8	5,5	5,2	5,0	4,9

В сетях напряжением 12 -36 В допускается потеря напряжения до 10%, если считать от выводов низшего напряжения понижительных трансформаторов.

§ 11.5. Расчет по потере напряжения осветительных сетей

Расчет на потерю напряжения трехфазной (четырёхпроводной 3ф+0) и трехфазной (трехпроводной) линии при равномерной нагрузке фаз рассмотрен в гл. 8.4.

$$\Delta U_{(3\phi+0)} \% = \frac{10^5}{U_{ном}^2} r_0 \sum P' L - \frac{10^5}{\gamma S U_{ном}^2} \sum P' L = \frac{10^5}{\gamma S U_{ном}^2} \sum P L, \quad (11.11)$$

где $r_0 = 1/(\gamma S)$.

Произведение $\sum P' L$ или $\sum P L$ называют моментом нагрузки и обозначают M (кВт · м).

Если обозначим постоянное значение $\gamma U_{ном}^2 / 10^5$ через C_3 , то формула (11.11) примет вид

$$\Delta U_{(3\phi+0)} \% = M (C_3 S). \quad (11.12)$$

В практике с целью экономии цветных металлов осветительные магистральные линии, питающие небольшие нагрузки, делают двухфазными (трехпроводными) и однофазными (двухпроводными).

Потери напряжения в двухфазной трехпроводной линии определяется выражением

$$\Delta U_{(2\phi+0)} \% = \frac{2,25 \cdot 10^5}{U_{ном}^2 S} \sum P L. \quad (11.13)$$

При одинаковой нагрузке фаз в двухфазной трехпроводной осветительной линии сечение нулевого провода должно быть равным сечению фазного.

Если значение $\gamma U_{\text{ном}}^2 / (2,25 \cdot 10^5)$ обозначим через C_2 , а ΣPl — через M , то формула (11.13) примет вид

$$\Delta U_{(2\phi+0)}^{0_0} = M / (C_2 S). \quad (11.14)$$

Расчет однофазной линии производится по формуле

$$\Delta U_{(1\phi+0)}^{0_0} = \frac{2 \cdot 10^5}{\gamma S U_{\text{ном}}^2} \Sigma Pl. \quad (11.15)$$

Если обозначим $\gamma U_{\text{ф}}^2 / (2 \cdot 10^5)$ через C_1 , а ΣPl — через M , то вновь получим знакомое выражение

$$\Delta U_{(1\phi+0)}^{0_0} = M / (C_1 S). \quad (11.16)$$

Групповые линии освещения, отходящие от групповых щитков, могут также выполняться однофазными, двухфазными и трехфазными.

Для определения потери напряжения в осветительной сети по формулам (11.12), (11.14), (11.16) необходимо знать коэффициенты C , которые зависят от материала проводов, значения напряжения и системы сети. В табл. 11.3 приведены значения C .

Таблица 11.3

Напряжение сети, В	Система распределения сети	Коэффициент C для проводов	
		медных	алюминиевых
380/220	Трехфазная с нулевым проводом	77	46
380/220	Двухфазная с нулевым проводом	34	20
220	Однофазная двухпроводная переменного или постоянного тока	12,8	7,7
220/127	Трехфазная с нулевым проводом	25,6	15,5
220	Трехфазная трехпроводная	25,6	15,5
220/127	Двухфазная с нулевым проводом	11,4	6,9
127	Однофазная двухпроводная переменного тока	4,3	2,6
127	Трехфазная трехпроводная	8,6	5,2
110	Двухпроводная переменного или постоянного тока	3,2	1,9
36	Трехфазная	0,68	0,42
36	Двухпроводная переменного или постоянного тока	0,34	0,21
24	То же	0,153	0,092
12	»	0,038	0,023

Примечание Для систем распределения сети трехфазных и двухфазных с нулевым проводом значение коэффициента C указано для равномерной нагрузки фаз.

В практике для упрощения расчетов по определению потерь напряжения в осветительной сети пользуются готовыми таблицами моментов нагрузок $M = Pl$ (кВт/м), которые приведены в справочниках по осветительным сетям.

Определив момент нагрузки на конкретном участке сети и зная напряжение, материал и сечение проводов, а также систему (число фаз) сети, можно легко по этим таблицам определить потерю напряжения. Если расчетный момент нагрузки не совпадает с табличным, то потери напряжения принимают по моменту, ближайшему к расчетному, интерполяцией между двумя величинами таблицы.

§ 11.6. Определение потери напряжения в линиях с равномерно распределенной нагрузкой

Часто встречаются электрические сети, в которых электроприемники одинаковой мощности расположены вдоль линии на одинаковом расстоянии друг от друга. Такие линии называют линиями с равномерно распределенной нагрузкой.

В практике эти линии встречаются, например, в линиях наружного освещения, в вертикальных магистралях (стояках) жилых домов, от которых на одинаковых расстояниях (между этажами) сделаны ответвления в квартиры, имеющие примерно равные общие мощности электроприемников или (что бывает очень редко) при питании в производственных цехах большого количества электродвигателей, одинаковых по мощности.

Для определения потери напряжения в линии с равномерно распределенной нагрузкой рассмотрим два случая.

1. Вдоль линии равномерно подключены электроприемники с активной нагрузкой, а линия выполнена проводами с одинаковым сечением по всей длине (рис. 11.1).

В этом случае момент нагрузки можно определять по аналогии с методикой в механике, где суммарная нагрузка прикладывается в середине сосредоточения единичных нагрузок, т. е.

$$M = P \frac{L}{2}.$$

Тогда потери напряжения в процентах составят:
для двухпроводной линии

$$\Delta U_{A-B} \% = \frac{P \frac{L}{2}}{C_1 S}; \quad (11.17)$$

для трехпроводной линии

$$\Delta U_{A-B\%} = \frac{P \frac{L}{2}}{C_2 S}; \quad (11.18)$$

для четырехпроводной линии

$$\Delta U_{A-B\%} = \frac{P \frac{L}{2}}{C_3 S}. \quad (11.19)$$

2. Электроприемники равномерно распределены только на части рассчитываемой линии (рис. 11.2). В этом случае, как и в первом, момент нагрузки можно определить по аналогии с методикой в механике, т. е. потери напряжения в процентах составят:

для двухпроводной линии

$$\Delta U_{A-B\%} = \frac{P(L_0 + l/2)}{C_1 S}; \quad (11.20)$$

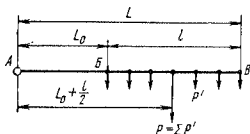
для трехпроводной линии

$$\Delta U_{A-B\%} = \frac{P(L_0 + l/2)}{C_2 S}; \quad (11.21)$$

для четырехпроводной линии

$$\Delta U_{A-B\%} = \frac{P(L_0 + l/2)}{C_3 S}. \quad (11.22)$$

Рис. 11.2. Линия с равномерно распределенной нагрузкой на части длины линии



Коэффициенты C_1, C_2, C_3 указаны в табл. 11.3.

Пример 11.1. К групповому щитку освещения производственного помещения присоединена трехфазная четырехпроводная линия, питающая светильники с лампами накаливания. Напряжение сети 380/220 В. Линия выполнена по всей длине алюминиевыми проводами одного сечения, проложенными в стальных трубах. Во всех светильниках установлены лампы по 300 Вт. Количество фаз на каждом участке линии и длины участков в метрах приведены на рис. 11.3. Определить суммарную потерю напряжения от группового щитка освещения до наиболее удаленного светильника в линии: $\Delta U_{\text{доп}} - 2,8\%$.

Решение. Суммарная потеря напряжения от группового щитка освещения до наиболее удаленного светильника (светильник в точках Д и Г) находят суммированием потерь напряжения на отдельных участках линии.

Определяем нагрузки на каждом участке линии от А до Д и Г: участок А—Б: $28 \cdot 0,3 = 8,4$ кВт; участок Б—В: $21/0,3 = 6,3$ кВт, участок В—Г: $9 \cdot 0,3 = 2,7$ кВт; участок В—Д: 1,5 кВт.

Ток нагрузки на наиболее загруженном участке А—Б линии

$$I_{\text{расч(А-Б)}} = \frac{10^3 \Sigma P}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{10^3 \cdot 8,4}{1,73 \cdot 380} = 12,8 \text{ А.}$$

Определяем сечение провода из условий нагрева. По табл. 7.2 для трех проводов, продолженных в одной трубе, при $I_{\text{расч}} - 12,8$ А принимаем алюминиевый провод марки АПВ сечением $2,5 \text{ мм}^2$. $I_{\text{доп}} = 19 \text{ А}$.

Находим потерю напряжения на участке А—Б:

$$\Delta U_{A-B}\% = \frac{M_{A-B}}{CS} = \frac{P_{A-B} l_{A-B}}{CS} = \frac{8,4 \cdot 15}{46 \cdot 2,5} = 1,05\%.$$

По табл. 11.3. для трехфазной четырехпроводной сети $C=46$.
Потеря напряжения на участке В—В

$$\Delta U_{B-B}\% = \frac{M_{B-B}}{CS} = \frac{P_{B-B} l_{B-B}}{CS} = \frac{6,3 \cdot 6}{46 \cdot 2,5} = 0,33\%.$$

Потеря напряжения на участке В—Г

$$\Delta U_{B-G}\% = \frac{M_{B-G}}{CS} = \frac{P_{B-G} (L_0 + l/2)_{B-G}}{CS} = \frac{2,7 (12 + 12/2)}{20 \cdot 2,5} = 0,36\%.$$

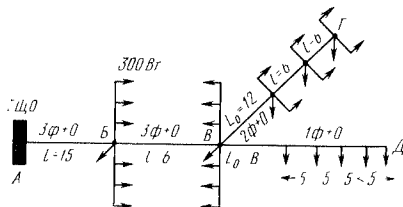


Рис. 11.3. Схема к примеру 11.1

По табл. 11.3 для двухфазной трехпроводной линии $C=20$,

Потерю напряжения на участке В—Г определяем как для линии с равномер-
но распределенной нагрузкой в части линии.

Потеря напряжения на участке В—Д

$$\Delta U_{B-D}\% = \frac{M_{B-D}}{CS} = \frac{P_{B-D} (L_0 + l/2)_{B-D}}{CS} = \frac{1,5 (8 + 20/2)}{7,7 \cdot 2,5} = 1,4\%.$$

Для однофазной двухпроводной линии 220 В $C=7,7$. Суммарная потеря на-
пряжения от группового щитка освещения до наиболее удаленного светильника

$$\Delta U_{A-G}\% = \Delta U_{A-B}\% + \Delta U_{B-B}\% + \Delta U_{B-G}\% = 1,05 + 0,33 + 0,36 = 1,74\%;$$

$$\Delta U_{A-D}\% = \Delta U_{A-B}\% + \Delta U_{B-B}\% + \Delta U_{B-D}\% = 1,05 + 0,33 + 1,4 = 2,78\%.$$

Если суммарная потеря напряжения от источника питания (трансформатора)
до наиболее удаленного светильника окажется больше допустимой в сети, то
необходимо увеличить сечение проводов либо в магистральной, либо в групповой
сети и вновь произвести расчет на потерю напряжения. Расчет считается закон-
ченным, если $\sum \Delta U_{\text{доп}}\% \leq \Delta U_{\text{доп}}\%$.

В практике допустимую потерю напряжения в сети расклады-
вают между ее отдельными звеньями (питающий кабель, маги-
страль, групповая сеть) и по располагаемому значению потери в
каждом звене определяют сечение жил кабеля или проводов, а за-
тем проверяют их по допустимому току нагрузки.

§ 11.7. Определение сечения проводов по наименьшему расходу цветного металла

Значение общей допустимой потери напряжения от шин питающего трансформатора до наиболее удаленного электроприемника (светильника) может быть по разному распределена между отдельными участками сети. Поэтому и расчетные сечения проводов на этих участках принимают различные значения, а следовательно, изменяется общий объем и вес проводникового материала.

Для того чтобы найти более выгодное распределение общей допустимой потери напряжения между участками сети, т. е. найти более экономичные сечения проводов, приходится выполнять ряд расчетов, используя всевозможные сочетания сечений проводов. Сравнивая многие варианты, находят наиболее выгодный, который определяется наименьшим расходом проводникового материала. Однако такие расчеты очень сложны и трудоемки и требуют много времени.

В практике для расчетов осветительных сетей при условии наименьшего расхода проводникового материала пользуются упрощенной формулой, выведенной на основании математического анализа и ряда принятых допущений. Эта формула приводится без вывода:

$$S = \frac{\Sigma M + \Sigma \alpha m}{C \Delta U \%} = \frac{M_{\text{прив}}}{C \Delta U \%}, \quad (11.23)$$

где $M_{\text{прив}}$ — приведенный момент мощности, кВт·м; S — сечение провода данного участка сети, мм²; C — коэффициент, соответствующий данному участку сети, по табл. 11.3; ΣM — сумма данного момента и последующих по направлению передачи энергии участков (включая ответвления) с тем же числом проводов в линии, что и данный участок, кВт·м; $\Sigma \alpha m$ — сумма моментов (кВт·м) всех последующих по направлению передачи энергии участков с другим числом проводов, чем данный участок, умноженных на коэффициент приведения моментов α . Значение коэффициента α зависит от числа проводов на участке и в ответвлении и принимается по табл. 11.4.

Таблица 11.4

Линия	Осветление	Значение коэффициента
Трехфазная с нулевым проводом	Однофазное	1,85
Трехфазная с нулевым проводом	Двухфазное с нулевым проводом	1,39
Двухфазная с нулевым проводом	Однофазное	1,33
Трехфазная без нулевого провода	Двухфазное	1,15

Применяя формулу (11.23), можно легко определить наиболее выгодное сочетание сечений проводов на участках линии, а следо-

вательно, наимыгоднейший вариант по расходу проводникового материала.

Сечение участка сети выбирают по формуле (11.23) по $M_{\text{прив}}$, а потери напряжения на участке — по фактическому моменту данного участка. Сечение последующих участков сети определяют из расчета разности между расчетными потерями напряжения и потерями до начала данного участка.

Пример 11.2. Произвести расчет на наименьшую затрату проводникового материала осветительной сети, изображенной на рис. 11.4, при напряжении сети 380/220 В. Полная потеря напряжения от точки А до точек В и Г задана: $\Delta U_{\text{зад}} = 3\%$. Черточками указано число проводов в линии. Длины участков даны в метрах, нагрузка в киловаттах. Индексы у моментов, сечений и потерь напряжения означают участки сети.

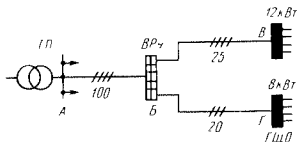


Рис. 11.4. Схема к примеру 11.2

Решение. По заданной полной потере напряжения $\Delta U_{\text{зад}} = 3\%$ определяем сечение участка сети А-Б (3 ф + 0):

$$S_{A-B} = \frac{\sum M + \sum \alpha n}{C \Delta U_{\text{зад}} \%} = \frac{M_{A-B} + M_{B-B} + \alpha_{1-3} m_{B-G}}{C \Delta U_{\text{зад}} \%} = \frac{20 \cdot 100 + 12 \cdot 25 + 1,39 (8 \cdot 20)}{46 \cdot 3} = 19 \text{ мм}^2.$$

Значение α_{1-3} принимаем по табл. 11.4. Принимаем стандартное сечение 25 мм².

По моменту участка M_{A-B} и выбранному сечению определяем потерю напряжения на этом участке:

$$\Delta U_{A-B} \% = \frac{M_{A-B}}{CS} = \frac{20 \cdot 100}{46 \cdot 25} = 1,7\%.$$

Остаточная потеря напряжения для последующих участков

$$\Delta U_{\text{ост}} \% = \Delta U_{\text{зад}} \% - \Delta U_{A-B} \% = 3 - 1,7 = 1,3\%.$$

Определяем сечение участка Б-В (3 ф + 0):

$$S_{B-B} = \frac{M_{B-B}}{C \Delta U_{\text{ост}} \%} = \frac{12 \cdot 25}{46 \cdot 1,3} = 5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартное сечение 5 мм². Потеря напряжения на участке Б-В

$$\Delta U_{B-B} \% = M_{B-B} / (CS) = 12 \cdot 25 / (46 \cdot 5) = 1,3\%.$$

Определяем сечение участка Б-Г (2 ф + 0):

$$S_{B-G} = \frac{M_{B-G}}{C \Delta U_{\text{ост}} \%} = \frac{8 \cdot 20}{20 \cdot 1,3} = 5,1 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартное сечение 6 мм². Потеря напряжения на участке Б—Г

$$\Delta U_{Б-Г} \% = M_{Б-Г} (CS) = 8,20 / (20 \cdot 6) = 1,3 \%$$

Общая потеря напряжения от точки А до точек В и Г:

$$\Delta U_{А-В} \% = \Delta U_{А-Б} \% + \Delta U_{Б-В} \% = 1,7 + 1,3 = 3 \%;$$

$$\Delta U_{А-Г} \% = \Delta U_{А-Б} \% + \Delta U_{Б-Г} \% = 1,7 + 1,3 = 3 \%.$$

ГЛАВА 12

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИЛОВЫХ НАГРУЗОК ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ И ПРЕДПРИЯТИЙ

§ 12.1. Определение расчетных силовых нагрузок методом коэффициента спроса

При проектировании силовых электрических сетей большое значение имеет правильное определение расчетных электрических нагрузок, от которых зависят капитальные затраты, расход проводникового материала, значение потерь электроэнергии и эксплуатационные расходы. Известно, что завышение нагрузки ведет к перерасходу проводникового материала и удорожанию строительства, а снижение — к уменьшению пропускной способности электрической сети и нарушению нормальной работы силовых электроприемников. Вот почему очень важно применять такие методы расчета, которые позволили бы определить расчетные нагрузки, близкие к действительным.

Метод коэффициента спроса применяют для определения расчетной максимальной нагрузки узлов электроснабжения (цеха, корпуса, предприятия) на стадии проектного задания.

Коэффициент спроса (K_c) представляет собой отношение наибольшей расчетной максимальной активной мощности данной группы электроприемников к их суммарной номинальной (установленной) мощности:

$$K_c = \sum p_{\max} / \sum p_{\text{ном}} \quad (12.1)$$

Под номинальной мощностью электроприемника понимают его мощность, указанную на заводской табличке или паспорте. Для электроприемника длительной работы номинальная активная мощность $p_{\text{ном}} = p_{\text{уст}}$. Для электродвигателя номинальная мощность соответствует мощности, развиваемой двигателем на валу при номинальной нагрузке и напряжении. Для электроприемника с повторно-кратковременным режимом работы в паспорте обычно указывают мощность $p_{\text{пас}}$ при определенной продолжительности включения ПВ в долях единицы. Поэтому номинальную мощность, приведенную к $PB = 1$, определяют по формулам:

для электродвигателей

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}} \sqrt{P B_{\text{пасп}}} ; \quad (12.2)$$

для сварочных трансформаторов

$$P_{\text{ном}} = S_{\text{пасп}} \sqrt{P B_{\text{пасп}}} \cos \varphi_{\text{пасп}} ; \quad (12.3)$$

для трансформаторов электрических печей

$$P_{\text{ном}} = S_{\text{пасп}} \cos \varphi_{\text{пасп}} ; \quad (12.4)$$

где $P_{\text{пасп}}$ — паспортная мощность электродвигателя, кВт; $S_{\text{пасп}}$ — паспортная мощность сварочного или печного трансформатора, кВ·А; $\cos \varphi_{\text{пасп}}$ — паспортная величина коэффициента мощности.

Номинальная активная мощность группы электроприемников определяется как сумма номинальных мощностей (кВт) отдельных рабочих электроприемников:

$$P_{\text{ном гр}} = \sum_1^n P_{\text{ном}} ; \quad (12.5)$$

где $P_{\text{ном}}$ — номинальная активная мощность электроприемника, кВт; n — общее число электроприемников в группе.

Паспортная реактивная мощность электроприемника с повторно-кратковременным режимом работы также приводится к $P B = 1$:

$$q_{\text{ном}} = q_{\text{пасп}} \sqrt{P B_{\text{пасп}}} ; \quad (12.6)$$

для группы электроприемников

$$Q_{\text{ном гр}} = \sum_1^n q_{\text{ном}} ; \quad (12.7)$$

где $q_{\text{ном}}$ — номинальная реактивная мощность электроприемника, квар.

Мощность, потребляемая электродвигателем из сети в месте его подключения, больше его номинальной мощности на величину ее потерь в самом двигателе, учитываемой КПД двигателя η :

$$P_{\text{потр}} = P_{\text{ном}} + \Delta P = P_{\text{ном}} / \eta ; \quad (12.8)$$

где $P_{\text{потр}}$ — потребляемая мощность; ΔP — потери мощности в самом электродвигателе.

Для электропечей сопротивления, нагревательных приборов, электрических ламп накаливания номинальная мощность равна потребляемой:

$$P_{\text{потр}} = P_{\text{ном}} .$$

Для одиночных электроприемников при соединении не более трех приемников небольшой мощности в цепочку коэффициент спроса $K_c = 1$. Расчетный ток можно определить как арифметиче-

скую сумму их номинальных токов:

$$P_{\max} = \sum_1^3 P_{\text{ном}}; \quad (12.9)$$

$$I_{\max} = I_{\text{ном1}} + I_{\text{ном2}} + I_{\text{ном3}}. \quad (12.10)$$

Для электроприемников больше трех с одинаковым режимом работы расчетную активную мощность определяют по коэффициенту спроса:

$$P_{\max \text{ гр}} = K_c \sum_1^n P_{\text{ном}}. \quad (12.11)$$

Для правильного определения расчетной максимальной мощности все электроприемники, имеющие различный режим работы и присоединенные к питающей магистрали или силовому распределительному пункту, следует разбить на группы по принципу одинакового режима работы и для каждой группы определить расчетную максимальную мощность.

Суммарную расчетную активную мощность всех групп электроприемников определяют как сумму расчетных активных мощностей отдельных групп:

$$P_{\max} = \sum_1^n P_{\max \text{ гр}} = \sum_1^n K_c P_{\text{ном гр}}, \quad (12.12)$$

где n — число групп электроприемников с однородным режимом работы.

Суммарная расчетная реактивная мощность

$$Q_{\max} = \sum_1^n Q_{\max \text{ гр}} = \sum_1^n K_c Q_{\text{ном гр}}. \quad (12.13)$$

Средневзвешенный $\text{tg } \varphi_{\text{ср в}}$ можно вычислить из выражения $\text{tg } \varphi_{\text{ср в}} = Q_{\max} / P_{\max}$. По $\text{tg } \varphi_{\text{ср в}}$ определяют средневзвешенный коэффициент мощности $\cos \varphi_{\text{ср в}}$.

Расчетный ток магистрали

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ср в}}}, \quad (12.14)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение, кВ; $S_{\max}$ — полная расчетная мощность, кВ·А; $\cos \varphi_{\text{ср в}}$ — средневзвешенный коэффициент мощности за период расчетного максимума.

При определении расчетной нагрузки на магистрали или шинах 0,4 кВ подстанции, к которым подключены различные группы электроприемников, следует вводить коэффициент, учитывающий несовпадение во времени максимумов отдельных групп электропри-

емников. Поэтому при определении расчетной мощности питающей магистрали или на шинах питающей подстанции вводят понижающий коэффициент K_{Σ} в пределах 0,7—0,95:

$$P_{\max \text{ ТП}} = K_{\Sigma} P_{\max}; \quad (12.15)$$

$$Q_{\max \text{ ТП}} = K_{\Sigma} Q_{\max}; \quad (12.16)$$

$$S_{\max \text{ ТП}} = K_{\Sigma} \sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}. \quad (12.17)$$

Коэффициенты спроса и мощности для однотипных по режиму работы групп электроприемников в разных отраслях промышленности определяют в результате обследования этих групп на действующих предприятиях.

В табл. 12.1 приведены рекомендуемые значения коэффициентов использования $K_{\text{и}}$, спроса $K_{\text{с}}$ и мощности $\cos \varphi$, полученных в результате многолетних эксплуатационных обследований предприятий.

Таблица 12.1

Наименование механизмов и аппаратов	Коэффициенты		
	использования $K_{\text{и}}$	спроса $K_{\text{с}}$	мощности $\cos \varphi$
Металлорежущие станки мелкосерийного производства с нормальным режимом работы (токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, точильные, карусельные и т. п.)	0,12—0,14	0,16	0,5
То же, при крупносерийном производстве	0,16	0,2	0,6
То же, при тяжелом режиме работы (штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные, а также крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные, расгочные)	0,17	0,25	0,65
Переносный электроинструмент	0,06	0,1	0,65
Вентиляторы, эксгаустеры, санитарно-техническая вентиляция	0,6	0,7	0,8
Насосы, компрессоры, дизель-генераторы	0,7	0,8	0,8
Краны, тельферы	0,1	0,2	0,5
Сварочные трансформаторы	0,25	0,35	0,35
Сварочные машины стыковые и точечные	0,2—0,25	0,6	0,6
Печи сопротивления, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75	0,8	0,91—1

Пример 12.1. К главному распределительному щиту (ГРЩ) цеха присоединена силовая магистраль, которая питает силовой распределительный пункт (РП). К РП присоединены различные по технологическим назначениям группы электроприемников. Суммарная установленная мощность для каждой группы электроприемников приведена в табл. 12.2. Мощность кранов, телефонов и сварочных трансформаторов приведены к $\text{ПВ} = 1$. Коэффициенты спроса $K_{\text{с}}$ и мощности

$\cos \varphi$ принимают по табл. 12.1. Определить максимальный расчетный ток магистралей.

Решение. Максимальные расчетные активные и реактивные мощности для каждой группы электроприемников определяем по формулам: $P_{\max} = K_c P_{\text{уст}}$; $Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \varphi$.

Расчет сведен в табл. 12.2.

Таблица 12.2

Наименование группы электроприемников	$P_{\text{уст}}$, кВт	K_c	$P_{\max}$, кВт	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$Q_{\max}$, квар
Станочное оборудование	56	0,16	8,9	0,5	1,73	15,4
Краны, тельферы	36	0,2	7,2	0,5	1,73	12,4
Сварочные трансформаторы	28	0,35	9,8	0,35	2,6	25,5
Сантехническая вентиляция	18	0,7	12,6	0,8	0,75	9,4
Печи сопротивления	30	0,8	24,0	0,95	0,32	7,7
Всего	$\Sigma P_{\text{уст}} = 168$		$\Sigma P_{\max} = 62,5$			$\Sigma Q_{\max} = 70,4$

Максимальный расчетный ток силовой магистрали

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{\Sigma P_{\max}^2 + \Sigma Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{62,5^2 + 70,4^2}}{1,73 \cdot 380} = 93,7 \text{ А.}$$

§ 12.2. Определение расчетных силовых нагрузок методом коэффициента максимума

В основу определения расчетных нагрузок от группы электроприемников с учетом коэффициента максимума положен метод упорядоченных диаграмм. Этот метод позволяет по номинальной мощности и характеристике электроприемников найти расчетный максимум нагрузки.

Приведем некоторые определения и обозначения основных значений, входящих в расчетные формулы.

Для группы электроприемников средняя активная или реактивная мощность определяется как отношение израсходованной активной W_a или реактивной W_p энергии всей группой к продолжительности работы t :

$$P_{\text{ср}} = W_a / t \text{ и } Q_{\text{ср}} = W_p / t. \quad (12.18)$$

В условиях эксплуатации средняя активная или реактивная мощность определяется по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии за какой-то промежуток времени (час, смену, сутки, месяц, год) в часах.

В практике при определении нагрузок от группы электроприемников за промежуток времени принимается смена. При этом она должна быть с наибольшим потреблением электроэнергии за рас-

смагиваемый период:

$$P_{см} = W_{асм}/t_{см} \text{ и } Q_{см} = W_{рсм}/t_{см}. \quad (12.19)$$

При подсчете средних нагрузок резервные электроприемники, ремонтные сварочные трансформаторы и пожарные насосы не учитываются.

Коэффициентом использования активной мощности K_n называют отношение средней мощности за наиболее загруженную смену к номинальной мощности.

Коэффициент использования всегда меньше единицы.

Для одного электроприемника

$$k_n = P_{см}/P_{ном}. \quad (12.20)$$

Для группы электроприемников, однородных по режиму,

$$K_n = P_{см}/P_{ном} = \sum_1^n k_n P_{ном} / \sum_1^n P_{ном}, \quad (12.21)$$

где n — число электроприемников в группе; $P_{см}$ — средняя мощность группы в наиболее загруженной смене; $P_{ном}$ — номинальная мощность всей группы.

Для группы электроприемников с разным режимом работы

$$K_n = \sum_1^n P_{см} / \sum_1^n P_{ном}, \quad (12.22)$$

где n — число подгрупп электроприемников с разными режимами работы, входящих в рассматриваемую группу; $P_{см}$ — средняя мощность подгруппы за наиболее загруженную смену; $P_{ном}$ — номинальная мощность подгруппы приемников.

Коэффициентом максимума активной мощности K_{max} называют отношение расчетного (30-минутного) максимума активной мощности P_{max} к ее среднему значению за наиболее загруженную смену $P_{см}$:

$$K_{max} = P_{max}/P_{см}. \quad (12.23)$$

Под 30-минутной максимальной мощностью понимают наибольшую из средних 30-минутных мощностей в наиболее загруженной смене.

Коэффициент максимума обычно всегда больше единицы и зависит от коэффициента использования и эффективного числа электроприемников.

Как уже известно, силовая нагрузка предприятия или отдельной магистрали состоит из электроприемников, различных по мощности и режиму работы. Можно заменить группу из n различных по номинальной мощности и режиму работы электропроводников другим числом $n_{эф}$ электроприемников, одинаковых по мощности и однородных по режиму работы, обеспечивающих ту же величину расчетного максимума.

Величину $n_{эф}$ называют эффективным или приведенным числом электроприемников.

Эффективное число электроприемников определяют по формуле

$$n_{эф} = \left(\sum_1^n p_{ном} \right)^2 / \sum_1^n p_{ном}^2. \quad (12.24)$$

Таким образом, эффективное число электроприемников есть отношение квадрата суммы номинальных мощностей рассматриваемых электроприемников к сумме их квадратов.

При большом числе групп электроприемников определять $n_{эф}$ по формуле (12.24) трудно. Поэтому разрешается принимать $n_{эф}$ равным действительному числу электроприемников n , если в группе имеется четыре (и больше) электроприемника при условии, что отношение номинальной мощности наибольшего электроприемника $p_{ном\max}$ к номинальной мощности наименьшего $p_{ном\min}$ имеет следующее значение:

$$m = p_{ном\max} / p_{ном\min} \leq 3. \quad (12.25)$$

При определении значения m можно исключить наиболее мелкие электроприемники, суммарная мощность которых не превышает 5% мощности рассматриваемой группы электроприемников. Число этих приемников при определении $n_{эф}$ также не учитывается.

При $m > 3$ и $K_n \geq 0,2$ эффективное число электроприемников можно определить по следующей приближенной формуле:

$$n_{эф} = 2 \sum_1^n p_{ном} / p_{ном\max}, \quad (12.26)$$

где $p_{ном\max}$ — номинальная мощность наибольшего электроприемника данной группы.

Если найденное по формуле значение $n_{эф}$ будет больше, чем фактическое n , следует принимать $n_{эф} = n$; если $m > 3$ и $K_n < 0,2$, то $n_{эф}$ определяют по табл. 12.3 в зависимости от относительных величин n_* и P_* :

$$n_* = n_1 / n \text{ и } P_* = \sum p_{ном1} / \sum p_{ном}, \quad (12.27)$$

где n_1 — число электроприемников, каждый из которых имеет мощность не менее половины наибольшего по мощности приемника данной группы; $\sum p_{ном1}$ — суммарная номинальная мощность этих приемников, кВт; n — фактическое число электроприемников всей группы; $\sum p_{ном}$ — сумма номинальных мощностей всей группы, кВт; n_* , P_* — относительные число и мощность наиболее мощных электроприемников.

По значениям n_* и P_* по табл. 12.3 определяют относительное эффективное число электроприемников:

$$n_{эф*} = n_{эф} / n. \quad (12.28)$$

$$P_* \frac{NP_{\text{ном1}}}{\sum P_{\text{ном}}}$$

$\frac{n_1}{n_2}$	1.0	0.95	0.9	0.85	0.8	0.73	0.7	0.65	0.6	0.55	0.5	0.45	0.4	0.35	0.3	0.25	0.2	0.15	0.1
0.005	0.005	0.005	0.006	0.007	0.007	0.009	0.010	0.011	0.013	0.016	0.019	0.024	0.030	0.039	0.051	0.073	0.11	0.18	0.34
0.01	0.009	0.011	0.012	0.013	0.015	0.017	0.019	0.023	0.026	0.031	0.037	0.047	0.059	0.076	0.1	0.14	0.2	0.32	0.52
0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.05	0.06	0.07	0.09	0.11	0.14	0.019	0.026	0.36	0.51	0.71
0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.11	0.13	0.16	0.21	0.27	0.36	0.48	0.64	0.81
0.04	0.04	0.04	0.05	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.12	0.15	0.18	0.22	0.27	0.34	0.44	0.57	0.72	0.86
0.05	0.05	0.05	0.06	0.07	0.07	0.08	0.10	0.11	0.13	0.15	0.18	0.22	0.26	0.33	0.41	0.51	0.64	0.79	0.9
0.06	0.06	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.12	0.13	0.15	0.18	0.21	0.26	0.31	0.38	0.47	0.58	0.70	0.83	0.92
0.08	0.08	0.08	0.09	0.11	0.12	0.13	0.15	0.17	0.20	0.24	0.28	0.33	0.40	0.48	0.57	0.68	0.79	0.89	0.94
0.10	0.09	0.10	0.12	0.13	0.15	0.17	0.19	0.22	0.25	0.29	0.34	0.40	0.47	0.56	0.66	0.70	0.83	0.92	0.95
0.15	0.14	0.16	0.17	0.20	0.23	0.25	0.28	0.32	0.37	0.42	0.48	0.55	0.67	0.72	0.80	0.88	0.93	0.95	
0.20	0.19	0.21	0.23	0.26	0.29	0.33	0.37	0.42	0.47	0.54	0.64	0.69	0.76	0.83	0.89	0.93	0.95		
0.25	0.24	0.26	0.29	0.32	0.36	0.41	0.45	0.51	0.57	0.64	0.71	0.78	0.85	0.90	0.93	0.95			
0.30	0.29	0.32	0.35	0.39	0.43	0.48	0.53	0.60	0.66	0.73	0.80	0.86	0.90	0.94	0.95				
0.35	0.33	0.37	0.41	0.45	0.50	0.56	0.62	0.68	0.74	0.81	0.86	0.91	0.94	0.95					
0.40	0.38	0.42	0.47	0.52	0.57	0.63	0.69	0.75	0.81	0.86	0.91	0.93	0.95						
0.45	0.43	0.47	0.52	0.58	0.64	0.70	0.76	0.82	0.87	0.91	0.94	0.95							
0.50	0.48	0.53	0.58	0.64	0.70	0.76	0.82	0.89	0.91	0.94	0.95								
0.55	0.52	0.57	0.63	0.69	0.75	0.82	0.87	0.91	0.94	0.95									
0.60	0.57	0.63	0.69	0.75	0.81	0.87	0.91	0.94	0.95										
0.65	0.62	0.68	0.74	0.81	0.86	0.91	0.94	0.95											
0.70	0.66	0.73	0.80	0.86	0.90	0.94	0.95												
0.75	0.71	0.78	0.85	0.90	0.93	0.95													
0.80	0.76	0.83	0.89	0.94	0.95														
0.85	0.80	0.88	0.94																
0.9	0.85	0.92																	
1.0	0.95																		

Эффективное число электроприемников

$$n_{эф} = n_{эф*} n. \quad (12.29)$$

Порядок определения расчетных нагрузок по коэффициенту максимума следующий.

Все электроприемники, присоединенные к данной питающей линии, разбивают на характерные группы с одинаковыми значениями коэффициентов использования и мощности. Подсчитывают их количество в каждой группе и в целом по питающей линии. Затем по формуле (12.25) определяют пределы их номинальных мощностей. При этом все электроприемники должны быть приведены к $PB=1$. После этого подсчитывают суммарную установленную мощность приемников. По табл. 12.1 для характерных групп принимают коэффициенты использования K_H и мощностей $\cos \phi$. По значениям $\cos \phi$ с помощью тригонометрических таблиц определяют $\tan \phi$. Для каждой группы находят среднюю активную и реактивную нагрузки за наиболее нагруженную смену: $P_{см} = K_H P_{ном}$ и $Q_{см} = P_{см} \tan \phi$. Для питающей линии суммируют активные и реактивные составляющие мощностей по группам электроприемников: $P_{см.л} = \Sigma P_{см}$ и $Q_{см.л} = \Sigma Q_{см}$.

Далее определяют средневзвешенное значение коэффициента использования $K_{H.л} = \Sigma P_{см} / \Sigma P_{ном}$ и средневзвешенное значение

Таблица 12.4

$n_{эф}$	Коэффициент использования K_H									
	0.1	0.15	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9
4	3,43	3,22	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,23	2,87	2,42	2	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1	1,04
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08	1,04
9	2,56	2,2	1,9	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
14	2,1	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,2	1,13	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
18	1,91	1,7	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06	1,03
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,4	1,28	1,21	1,17	1,14	1,1	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,1	1,05	1,03
35	1,25	1,41	1,3	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05	1,02
40	1,5	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04	1,02
50	1,4	1,30	1,23	1,16	1,14	1,11	1,10	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,10	1,09	1,07	1,03	1,02
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,10	1,10	1,09	1,06	1,03	1,02
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,06	1,03	1,02
90	1,23	1,18	1,13	1,10	1,09	1,09	1,08	1,06	1,02	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср л}} = \Sigma Q_{\text{см л}} / \Sigma P_{\text{см л}}$, по $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср в л}}$ определяют $\cos \varphi_{\text{ср в л}}$. По приведенным формулам (12.26) — (12.29) определяют эффективное число электроприемников $n_{\text{эф}}$. В зависимости от значения $K_{\text{и}}$ и $n_{\text{эф}}$ по табл. 12.4 находят коэффициент максимума K_{max} , по которому определяют максимальную (30-минутную) активную мощность (кВт) на питающей линии:

$$P_{\text{max л}} = K_{\text{max}} \sum P_{\text{см}}. \quad (12.30)$$

Максимальная реактивная мощность (квар)

$$Q_{\text{max}} = K'_{\text{max}} \sum Q_{\text{см}}. \quad (12.31)$$

При $K_{\text{и}} < 0,2$ и $n_{\text{эф}} \leq 100$, а также при $K_{\text{и}} \geq 0,2$ и $n_{\text{эф}} \leq 10$

$$K'_{\text{max}} = 1,1. \quad (12.32)$$

Во всех остальных случаях можно принять $K'_{\text{max}} = 1$.
Полная мощность (кВ·А)

$$S_{\text{max}} = \sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}, \quad (12.33)$$

максимальный ток (А)

$$I_{\text{max}} = S_{\text{max}} / (\sqrt{3} U_{\text{max}}). \quad (12.34)$$

При трех (и менее) приемниках в группе или при таком же количестве в многодвигательном приводе расчетную максимальную нагрузку определяют как сумму их номинальных мощностей.

За расчетную нагрузку от одного крана можно принять сумму номинальных мощностей двух наиболее мощных электроприемников, а при нескольких кранах — с учетом $n_{\text{эф}}$ и K_{max} . При $n > 3$ и $n_{\text{эф}} < 4$ максимальная нагрузка может быть принята как для группы электроприемников с $n_{\text{эф}} = 4$, но не менее суммы номинальных мощностей трех наибольших электроприемников.

При $n_{\text{эф}} \geq 200$ и любых значениях $K_{\text{и}}$, а также при $K_{\text{и}} \geq 0,8$ и любых значениях $n_{\text{эф}}$ расчетную нагрузку допускается принимать равной средней за наиболее загруженную смену ($K_{\text{max}} = 1$), т. е.

$$P_{\text{max}} = P_{\text{см}} \text{ и } Q_{\text{max}} = Q_{\text{см}}. \quad (12.35)$$

Для группы электроприемников с мало изменяющимся во времени режимом работы (насосы водоснабжения, вентиляторы, отопительные и нагревательные приборы, печи сопротивления и т. п.) расчетную нагрузку можно принять равной средней нагрузке за наиболее загруженную смену:

$$P_{\text{max}} = P_{\text{см}} = K_{\text{и}} \sum P_{\text{ном}}. \quad (12.36)$$

Результаты определения расчетных силовых нагрузок методом коэффициента максимума более точные, чем методом коэффициен-

та спроса. Объясняется это тем, что коэффициент спроса не учитывает количество электроприемников, присоединенных к данному расчетному участку сети, и соотношения их мощностей.

§ 12.3. Определение расчетных нагрузок от однофазных электроприемников

К однофазным электроприемникам относятся сварочные трансформаторы, некоторые типы нагревательных печей, пылесосы, электроплиты, утюги, стойки для подогрева пищи, переносный электроинструмент и т. д.

От трехфазной сети могут питаться либо только стационарные и передвижные трехфазные или однофазные электроприемники, либо одновременно трехфазные и однофазные электроприемники.

При определении расчетной мощности на питающей трехфазной линии от однофазных электроприемников необходимо учитывать следующее: а) если однофазные электроприемники включены на фазное или междуфазное напряжение и равномерно распределены по фазам или их суммарная мощность, оставшаяся не распределенной равномерно по фазам, не превышает 15% от общей мощности трехфазных и однофазных электроприемников, подключенных к данной линии, то однофазные электроприемники учитываются как трехфазные той же суммарной мощности; б) если неравномерность распределения нагрузок по фазам превышает 15%, то условная расчетная трехфазная мощность определяется в зависимости от количества и схемы включения однофазных электроприемников в трехфазную сеть.

При подключении к трехфазной четырехпроводной сети одного, двух или трех однофазных приемников различной мощности на фазное напряжение (1ф+0), например сварочных трансформаторов, условная трехфазная мощность принимается равной тройной нагрузке наиболее загруженной фазы:

$$P_{3фy} = 3S_{пв} \sqrt{P/B} \cos \varphi = 3P_{\text{одноф ном}}, \quad (12.37)$$

где $S_{пв}$ — паспортная мощность, кВ·А; $P_{\text{одноф ном}}$ — номинальная мощность наиболее загруженной фазы, кВт.

При включении на линейное напряжение условная трехфазная мощность:

одного электроприемника

$$P_{3фy} = \sqrt{3} P_{\text{одноф ном}}, \quad (12.38)$$

двух, трех электроприемников

$$P_{3фy} = 3P_{\text{одноф ном}}. \quad (12.39)$$

Если электроприемников больше трех и они имеют одинаковые K_n и $\cos \varphi$, тогда

$$P_{3ф \max} = 3P_{\text{одноф ном}} K_n K_{\max}. \quad (12.40)$$

Для определения $K_{\max}$ необходимо определить эффективное число однофазных электроприемников:

$$n_{\text{эф}} = \frac{2 \sum P_{\text{одноф. ном}}}{3 P_{\text{одноф. макс}}}, \quad (12.41)$$

где $\sum P_{\text{одноф. ном}}$ — сумма номинальных мощностей однофазных электроприемников данного расчетного участка сети; $P_{\text{одноф. макс}}$ — наибольшая максимальная мощность однофазного электроприемника.

Расчетная максимальная нагрузка

$$P_{\text{мах}} = K_{\text{мах}} P_{\text{см}} = K_{\text{мах}} K_i P_{\text{ном}}. \quad (12.42)$$

Общая средняя мощность для данного участка сети, к которому подключены однофазные и трехфазные электроприемники,

$$P_{\text{см}} = P_{\text{см т. экв}} + 3 P_{\text{см одноф}}, \quad (12.43)$$

где $P_{\text{см трехф}}$ — суммарная средняя мощность трехфазных электроприемников за наиболее загруженную смену.

Аналогичным образом подсчитываем $Q_{\text{см}}$.

Единичная мощность однофазных электроприемников, применяемых в общественных зданиях и коммунальных предприятиях, небольшая по сравнению с общей потребляемой мощностью. Поэтому суммарная номинальная мощность этих приемников, не распределенная равномерно по фазам, при совместном питании с трехфазными не превышает 15%.

§ 12.4. Определение пикового тока

В электрической сети при пуске электроприемников большой мощности возникают кратковременные пиковые токи различной продолжительности.

Под пиковым током понимается максимальный ток, возникающий в электрической сети длительностью 1—2 с. Значение этого тока используется при расчетах на колебания напряжений и выборе аппаратов защиты.

В качестве пикового тока от одного асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором принимается его пусковой ток, который обычно указывается в паспорте:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} = I_{\text{ном}} k, \quad (12.44)$$

где k — кратность пускового тока.

При небольшом количестве подключенных к линии электродвигателей ($n=2-5$) или в многодвигательном приводе (кран, станок)

$$I_{\text{пик}} = I'_{\text{пуск}} + \sum I'_{\text{ном}}, \quad (12.45)$$

где $I'_{\text{пуск}}$ — наибольший пусковой ток из двигателей, входящих в

группу, А; $\Sigma I'_{ном}$ — суммарный ток без учета номинального тока пускаемого электродвигателя, А.

При большом количестве подключенных к линии электродвигателей (электроприемников) ($n > 5$) или для линии, питающей смешанную нагрузку,

$$I_{лик} = I'_{пуск} + (I_{max} - k_n I_{ном max}), \quad (12.46)$$

где $I'_{пуск}$ — наибольший пусковой ток двигателя, подключенного к линии А; I_{max} — максимальный расчетный (30-минутный) ток в линии от электроприемников, А; k_n — коэффициент использования механизма, приводимого в движение электродвигателем с наибольшим пусковым током; $I_{ном max}$ — номинальный максимальный ток электродвигателя с наибольшим пусковым током, А.

При одновременном пуске нескольких электродвигателей пусковой ток равен сумме пусковых токов этих двигателей.

При отсутствии заводских данных значение пикового тока от дуговых электропечей или сварочных трансформаторов можно принять не менее трехкратного номинального тока (паспортного, т. е. без приведения к $PB=1$).

Пример 12.2. Распределительные силовые пункты РП-1 и РП-2 питаются отдельными линиями от вводно-распределительного щита, от которого питается ряд РП других цехов предприятия. Определить расчетные максимальные нагрузки на каждом РП. Исходные данные и сам расчет приведены в табл. 12.5.

Решение. Расчет выполняем в следующем порядке: определяем суммарную номинальную мощность $\Sigma P_{ном}$, подключенную к РП-1, которая составляет 129 кВт; по (12.25) $m=25/4,5 > 3$; для каждой группы электроприемников по табл. 12.1 принимаем значения K_n и по значениям $\cos \varphi$ находим $\lg \varphi$; для каждой группы электроприемников по (12.21) определяем $P_{см}$ и $Q_{см}$ по выражению $Q_{см} = P_{см} \lg \varphi$; определяем суммарную смесную активную мощность $P_{см} = 23,9$ кВт и суммарную смесную реактивную мощность $Q_{см} = 27,9$ квар; по (12.22) находим общий $K_n = 0,19$. Так как $m > 3$ и $K_n < 0,2$, эффективное число электроприемников определяем в зависимости от n_* и P_* ($n_1=5$, $p_1=27+50+20,5=97,5$ кВт): $n_*=5/10=0,5$ и $P_*=97,5/129=0,75$; по значениям n_* и P_* по табл. 12.3 определяем $n_{эф} = 0,75$ и по (12.29) $n_{эф} \cdot 10 = 7,5$ принимаем 8; по табл. 12.4 в зависимости от значений K_n и $n_{эф}$ находим $K_{max} = 2,0$; по (12.30) определяем $P_{max} = 47,6$ кВт и по (12.31) с учетом (12.32) определяем $Q_{max} = 30,7$ квар; по (12.33) определяем полную мощность $S_{max} = 56$ кВ·А и по (12.34) — максимальный ток в питающей линии $I_{max} = 87$ А.

§ 12.5. Определение расчетных электрических силовых нагрузок общественных зданий

Подсчет электрических нагрузок общественных зданий производится в соответствии с инструкцией по проектированию электрооборудования общественных зданий массового строительства (СН-543—82).

Коэффициенты спроса для расчетных нагрузок на вводах и питающих линиях сетей предприятий общественного питания определяются в зависимости от эффективного числа электроприемников и удельного веса установленной мощности силового неавтоматизированного технологического оборудования и общей

Исходные данные				Расчетные данные													
наименование электроприемника	количество электроприемников n	номинальная мощность одного электроприемника, $P_{\text{ном}}$, кВт	установленная мощность, $P_{\text{у}}$, кВт приведенная к $P_{\text{В}}=1$		пределы номинальных мощностей	$m = P_{\text{ном max}} / P_{\text{ном min}}$	коэффициент использования $K_{\text{ис}}$	$\cos \varphi$, %	средняя нагрузка за наиболее нагруженную смену		$n_{\text{ср}}$	K_{max}	максимальная нагрузка				
			номинальная мощность одного электроприемника, $P_{\text{ном}}$, кВт	суммарная номинальная мощность $\Sigma P_{\text{ном}}$, кВт					$P_{\text{ср}}$, кВт	$Q_{\text{ср}}$, квар			P_{max} , кВт	Q_{max} , квар	S_{max} , кВ·А	I_{max} , А	
РП-1																	
Токарные станки	3	7,5	22,5				0,16	0,6	0,16	3,6	4,8						
Строгальные станки	2	13,5	27				0,16	0,6	0,16	4,3	5,8						
Штамповочные прессы	2	25	50				0,17	0,65	0,17	8,5	9,8						
Сантехническая вентиляция	2	4,5	9,0				0,6	0,8	0,6	5,4	4,0						
Мостовой кран ($P_{\text{дв}} = 32$ кВт; $P_{\text{В}} = 0,4$)	1	20,5	20,5				0,1	0,5	0,1	2,0	3,5						
Итого по РП-1			129	4,5—25	$m > 3$	0,19	0,64	0,19	23,8	27,9	8	2,0	47,6	30,7	56	85,3	

Исходные данные				Расчетные данные										
наименование электроприемника	количество электродпри- емников n	установленная мощность, приведенная к ПВ-1			$n' = P_{\text{ном max}} / P_{\text{ном min}}$	коэффициент использования K_n	$\epsilon, \epsilon_1, \epsilon_2$	средняя нагрузка за наиболее нагружен- ную смену		K_{max}	максимальная нагрузка			
		номинальная мощ- ность одного элек- троприемника, $P_{\text{ном}}, \text{ кВт}$	суммарная номи- нальная мощность $\Sigma P_{\text{ном}}, \text{ кВт}$	пределы номиналь- ных мощностей				$P_{\text{см}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{см}}, \text{ квар}$		$P_{\text{max}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{max}}, \text{ квар}$	$S_{\text{max}}, \text{ кв} \cdot \text{А}$	$I_{\text{max}}, \text{ А}$
РП-2 Печи сопротивления Насосы Сантехническая вентиля- ция Сварочные трансформато- ры ($S_{\text{нагр}} = 32 \text{ кв} \cdot \text{А} = 0,35$; $P_{\text{В}} = 0,25$)	2	26	52		0,75	0,95 0,32	39	12,5						
	3	7	21		0,7	0,8 0,75	14,7	11						
	2	5,5	11		0,6	0,8 0,75	6,6	4,9						
	2	5,6	11,2	0,25	0,25	0,35 2,6	2,8	7,3						
	Итого по РП-2	9		95,2	5,5—26	$m > 3$	0,86 0,57	63,1	35,7	8	1,26	79,5	39,3	89,1

Примечание. Определение расчетных максимальных величин для РП-2 производится аналогично РП-1, кроме значений эффективного числа электроприемников. Поскольку общее значение $K_n = 0,66 > 0,2$ а $m > 3$, $n_{\text{эф}}$ определяют по (12.26): $n_{\text{эф}} = 190,4/26 = 7,3$ принимаем 8, $K_{\text{max}} = 1,26$; $P_{\text{max}} = 1,26$; $Q_{\text{max}} = 79,5 \text{ кВт}$; $S_{\text{max}} = 89,1 \text{ квар}$; $S_{\text{max}} = 136 \text{ А}$.

установленной мощности всего силового технологического и санитарно-технического электрооборудования. Эффективное число электроприемников определяется по формулам:

при $n \leq 10$

$$n_{\text{эф}} = \left(\sum_1^n P_{\text{ном}} \right)^2 / \sum_1^n P_{\text{ном}}^2; \quad (12.47)$$

при $n > 10$

$$n_{\text{эф}} = 2 \sum_1^n P_{\text{ном}} / P_{\text{ном max}}, \quad (12.48)$$

где n — общее число электроприемников, присоединенных к элементу сети.

Коэффициенты спроса $K_{\text{ср}}$ для определения расчетных нагрузок на вводах и в питающих линиях силовых электрических сетей предприятий общественного питания приведены в табл. 12.6.

Таблица 12.6

Удельный вес установленной мощности теплового оборудования (без автоматики) в общей установленной мощности силового электрооборудования, подключенного к данному элементу сети, %	Коэффициент спроса $K_{\text{ср}}$ при эффективном числе электроприемников $n_{\text{эф}}$								
	3	5	8	10	15	20	30	40	60
0—10	0,8	0,75	0,65	0,55	0,45	0,4	0,3	0,25	0,2
11—30	0,85	0,8	0,65	0,6	0,5	0,45	0,35	0,3	0,25
31—60	0,9	0,85	0,75	0,65	0,55	0,5	0,4	0,35	0,3
61—90	0,95	0,9	0,8	0,75	0,65	0,6	0,5	0,45	0,35
91—100	0,95	0,95	0,85	0,8	0,75	0,6	0,55	0,5	0,4

Примечания: 1. К тепловому оборудованию относятся электрические плиты (мармиты, сковороды, жарочные и кондитерские шкафы, котлы и кипяtilьники (без автоматики), посудомоечные машины и т. д. 2. Определение коэффициентов спроса для значений удельного веса установленной мощности теплового оборудования и эффективного числа электроприемников, не указанных в таблице, производится интерполяцией. 3. Мощность резервных электроприемников в общую установленную мощность не включается. 4. Расчетную нагрузку линии, к которой подключен один электроприемник, определяют с коэффициентом спроса, равным 1, а для электроплиты — 1,2, учитывающим неравномерную нагрузку по фазам.

Коэффициенты спроса $K_{\text{ср}}$ для определения расчетных нагрузок на вводах и в питающих линиях силовых электрических сетей продовольственных и промтоварных магазинов принимают по табл. 12.7. Коэффициенты принимают в зависимости от числа присоединенных электроприемников и удельного веса установленной мощности холодильного и подъемного оборудования в общей установ-

ленной мощности силового оборудования, подключенного к данному элементу сети.

Таблица 12.7

Удельный вес установленной мощности холодильного и подъемного (ПВ 1) оборудования в общей установленной мощности силового электрооборудования, подключенного к данному элементу сети, %	Коэффициент спроса $K_{сз}$ при числе присоединенных электроприемников n									
	3	6	8	10	15	20	30	40	60	80
0	0,95	0,9	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,6	0,6	0,55
10	0,9	0,85	0,75	0,7	0,65	0,6	0,6	0,55	0,5	0,45
20	0,85	0,8	0,7	0,65	0,6	0,55	0,55	0,5	0,5	0,45
30	0,8	0,7	0,6	0,6	0,55	0,5	0,5	0,45	0,4	0,4
40	0,75	0,65	0,6	0,55	0,5	0,5	0,45	0,4	0,35	0,35
50	0,7	0,65	0,5	0,5	0,5	0,45	0,4	0,4	0,35	0,3
60	0,7	0,65	0,5	0,5	0,45	0,4	0,4	0,35	0,3	0,3
70	0,7	0,6	0,5	0,45	0,4	0,4	0,35	0,35	0,3	0,25
80	0,65	0,55	0,45	0,45	0,4	0,4	0,35	0,3	0,3	0,25
81—100	0,6	0,55	0,45	0,45	0,4	0,35	0,3	0,3	0,3	0,25

Примечания. 1. Определение коэффициента спроса для значений удельного веса холодильного и подъемного оборудования и числа присоединенных электроприемников, не указанных в таблице, производится интерполяцией. 2. Мощность резервных электроприемников в общую установленную мощность силового электрооборудования не включается. 3. При числе присоединенных электроприемников менее трех допускается принимать $K_{сз}=1$.

Таблица 12.8

Удельный вес установленной мощности санитарно-технического оборудования в общей установленной мощности силового электрооборудования, %	Коэффициент спроса $K_{сз}$ при числе электроприемников n								
	5	8	10	15	20	30	50	100	200
100—85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,65	0,6	0,55	0,55	0,5
84—75	0,75	0,7	0,65	0,6	0,6	0,6	0,55	0,55	0,5
74—50	0,7	0,65	0,65	0,6	0,6	0,55	0,5	0,5	0,45
49—25	0,65	0,6	0,6	0,55	0,5	0,5	0,5	0,45	0,45
24 и менее	0,6	0,6	0,55	0,5	0,5	0,5	0,45	0,45	0,4

Примечание. Электрические нагрузки пищеблоков и ресторанов определяются по табл. 12.6.

Коэффициенты спроса $K_{сс}$ для расчета питающих линий и вводов силовых сетей организаций управления (без пищеблоков) и гостиниц (без ресторанов) принимают по табл. 12.8.

Коэффициенты спроса $K_{сс}$ для определения электрических нагрузок силовых сетей, питающих технологическое оборудование школ, учебных заведений и предприятий бытового обслуживания, принимаются по табл. 12.9.

Т а б л и ц а 12.9

Предприятия и организации	$n=2-3$	$n>3$
Лабораторное и учебное оборудование общеобразовательных школ, профессионально-технических училищ, техникумов	0,5	0,1
Металлообрабатывающие и другие станки в мастерских	0,5	0,2
Парикмахерские, ателье, комбинаты бытового обслуживания (технологическое оборудование)	0,6	0,4
Прачечные, химчистки (технологическое оборудование)	0,7	0,5

Коэффициенты мощности $\cos \varphi$ для расчета силовых сетей зданий принимаются по табл. 12.10.

Т а б л и ц а 12.10

Наименование зданий	$\cos \varphi$
Предприятия общественного питания:	
полностью электрифицированные	0,98
частично электрифицированные (с плитами на газообразном и твердом топливе)	0,95
Продовольственные и промтоварные магазины	0,85
Ясли-сады:	
с пищеблоками	0,98
без пищеблоков	0,95
Общеобразовательные школы:	
с пищеблоками	0,95
без пищеблоков	0,9
Фабрики химчистки с прачечными самообслуживания	0,75
Учебные корпуса профессионально-технических училищ	0,9
Учебно производственные мастерские по металлообработке и деревообработке	0,6
Гостиницы:	
без ресторанов	0,85
с ресторанами	0,9
Здания и учреждения управления, проектные и конструкторские организации	0,85
Парикмахерские	0,97
Ателье, комбинаты бытового обслуживания	0,85
Холодильное оборудование предприятий торговли и общественного питания	0,65
Лифты и другое подъемное оборудование	0,6
Насосы, вентиляторы и кондиционеры воздуха	0,65

Максимальная расчетная нагрузка питающих линий лифтов, подъемников и транспортеров определяется по формуле (кВт)

$$P_{\max \text{ л}} = K_{\text{сл}} \sum_1^n P_{\text{уст}}, \quad (12.49)$$

где $K_{\text{сл}}$ - расчетный коэффициент спроса линий, определяемый по табл. 12.11; $P_{\text{уст}}$ - установленная мощность электродвигателя лифта, подъемника или транспортера по паспорту, кВт.

Таблица 12.11

Количество лифтов, подъемников, транспортеров	Коэффициент спроса $K_{\text{сл}}$ для зданий высотой		Количество лифтов, подъемников, транспортеров	Коэффициент спроса $K_{\text{сл}}$ для зданий высотой	
	до 12 этажей	более 12 этажей		до 12 этажей	более 12 этажей
2—3	0,8	0,9	8—10	0,5	0,6
4—5	0,7	0,8	11—20	0,4	0,5
6—7	0,6	0,7	Более 20	0,3	0,4

Максимальную расчетную нагрузку питающих линий и вводов в рабочем и аварийном режимах при совместном питании силовых электроприемников и освещения определяют по формуле (кВт)

$$P_{\max} = K_{\text{пм}} (P_{\max \text{ о}} + P_{\max \text{ с}} + 0,4 P_{\max \text{ х}}), \quad (12.50)$$

где $K_{\text{пм}}$ — коэффициент, учитывающий несовпадение расчетных максимумов нагрузок силовых электроприемников, включая холодильное оборудование, и освещения, принимаемый по табл. 12.12;

Таблица 12.12

Наименование зданий	Коэффициент $K_{\text{пм}}$ при отношении расчетной осветительной нагрузки к силовой, %		
	20—75	76—140	141—250
Предприятия торговли и общественно-го питания, гостиницы	0,9	0,85	0,9
	0,85	0,75	0,85
Общеобразовательные школы, средние специальные учебные заведения, профтехучилища	0,95	0,9	0,95
	0,85	0,8	0,85
Детские ясли-сады Ателье, комбинаты бытового обслуживания, химчистки с прачечными самообслуживания, парикмахерские	0,85	0,75	0,85
	0,95	0,9	0,95
Организации и учреждения управления, проектные конструкторские организации	0,85	0,75	0,85
	0,95	0,9	0,95

Примечания: 1. При отношении расчетной осветительной нагрузки к силовой менее 20% и более 250% коэффициент $K_{\text{пм}}$ следует принимать равным единице. 2. Под чертой приведен коэффициент $K_{\text{пм}}$ для зданий и помещений с кондиционированием воздуха.

$P_{\text{max o}}$ — максимальная расчетная нагрузка освещения, кВт;
 $P_{\text{max c}}$ — максимальная расчетная нагрузка силовых электроприемников без холодильных машин систем кондиционирования воздуха, кВт; $P_{\text{max x}}$ — максимальная расчетная нагрузка холодильного оборудования систем кондиционирования воздуха, кВт.

Пример 12.3. Определить максимальную расчетную электрическую нагрузку заводской столовой с установленной мощностью освещения 35 кВт и силовых электроприемников 290,44 кВт. Наименование электроприемников и их мощности приведены в табл. 12.13.

Таблица 12.13

Электроприемники	Количество электроприемников	Мощность одного электроприемника, кВт	Общая установленная мощность, кВт
Электроплита	4	17,0	68,0
Жаровня вращающаяся	2	15,4	30,8
Печь конвейерная жарочная	1	58,8	58,8
Водонагреватель	1	9,6	9,6
Электрическая сковорода	2	6,0	12,0
Шкаф жарочный	3	9,6	28,8
Кипятильник	1	12,0	12,0
Сосисковарка	1	4,0	4,0
Машина для мытья посуды	1	33,2	33,2
Камера низкотемпературная	2	1,68	3,3
Мясорубка	2	2,2	4,4
Фаршемешалка	2	1,0	2,0
Картофелечистка	3	0,6	1,8
Машина для приготовления картофельного пюре	2	9,45	18,9
Хлеборезка	2	0,27	0,54
Машина для резки замороженных продуктов	1	2,3	2,3
Всего	30		290,44

Решение. Определяем эффективное число электроприемников по формуле (12.48): $n_{\text{эф}} = 2 \cdot 290,44 / 58,8 = 10$. Определяем удельный вес установленной мощности теплового оборудования (без автоматики) в общей установленной мощности силового электрооборудования (электроплита, жаровня вращающаяся, печь конвейерная жарочная, водонагреватель, электрическая сковорода, шкаф жарочный, кипятильник, сосисковарка, машина для мытья посуды).

Установленная мощность теплового оборудования составляет 257,2 кВт. Определяем процент установленной мощности термического оборудования от общей установленной мощности всех электроприемников: $257,2 \cdot 100 / 290,4 = 82\%$.

Расчетный коэффициент спроса для силовых электроприемников принимаем по табл. 12.6: $K_{\text{ср}} = 0,75$.

Расчетная нагрузка силового электрооборудования $P_{\text{max}} = 290,44 \cdot 0,75 = 226,6$ кВт.

Коэффициент спроса для освещения по табл. 11.1 $K_{\text{ср}} = 0,75$. Расчетная нагрузка сети электроосвещения $P_{\text{max o}} = 35 \cdot 0,75 = 24,5$ кВт. Отношение расчетной осветительной нагрузки к силовой $24,5 \cdot 100 / 226,6 = 10,6\%$. При отношении расчетной осветительной нагрузки к силовой менее 20% коэффициент $K_{\text{лм}}$ принимается равным единице (табл. 12.12). Определяем общую расчетную нагрузку при совместном питании силовых и осветительных электроприемников по формуле (12.50): $P_{\text{max}} = K_{\text{лм}} (P_{\text{max o}} + P_{\text{max c}}) = 1 \cdot (24,5 + 226,6) = 251,1$ кВт.

УСТРОЙСТВО И РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ
ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ

§ 13.1. Устройство сетей

Схемы распределения электрической энергии внутри жилых зданий зависят от надежности электроснабжения, числа этажей, секций, планировочного решения здания, наличия подвального этажа и встроенных предприятий и учреждений (магазины, ателье, сберкассы, мастерские, парикмахерские и т. п.). Эти схемы имеют общий принцип построения. В каждом многоэтажном здании уста-

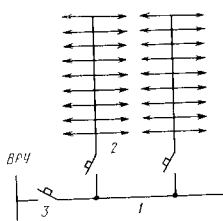


Рис. 13.1. Схема питающей линии в многосекционном здании:

1 — питающая линия; 2 — стояки;
3 — отключающий и защитный аппараты

навливается вводно-распределительное устройство (в Москве ВРУ—УВР—8503) для присоединения внутренних электрических сетей здания к внешним питающим линиям, а также для распределения электрической энергии внутри здания и защиты отходящих линий от перегрузок и коротких замыканий. Для электроснабжения квартир от ВРУ отходят питающие линии, состоящие из горизонтальных и вертикальных (стояков) участков. К горизонтальному участку каждой линии могут присоединяться один или несколько стояков. Однако следует учитывать, что при коротком замыкании на одном из стояков сработает защита на ВРУ и питающая линия отключится, при этом большое количество квартир останется без питания. Поэтому для повышения надежности питания квартир, а также для удобства выполнения ремонтных работ следует на каждом ответвлении к стояку устанавливать отключающий и защитный аппарат (рис. 13.1). Кроме линий, питающих квартиры, от ВРУ отходят внутридомовые линии, питающие освещение холлов, лестниц, коридоров, а также электродвигатели лифтов, насосов, вентиляторов и электроприемников системы дымозащиты. Принципиальная схема 16-этажного односекционного жилого дома приведена на рис. 13.2.

Как видно из схемы, питание электроприемников здания осуществляется двумя взаиморезервируемыми кабелями 1, рассчитанными на питание (в аварийном режиме) всех его нагрузок. При выходе из строя одного из питающих кабелей все электроприемники с помощью переключателей 2, установленных на панели ВРУ, подключаются к кабелю, оставшемуся в работе. Для защиты панелей ВРУ от короткого замыкания на вводах установлены плавкие предохранители 3.

Для учета расхода электроэнергии от электроприемников общественного назначения (рабочее освещение лестничных клеток, подвала, чердака, домовых помещений и силовые потребители, в том числе лифты, и аварийное освещение лестничных клеток) устанавливается трехфазный счетчик 5, включаемый через трансформаторы тока 4. Для подавления радиопомех на каждой фазе вводов

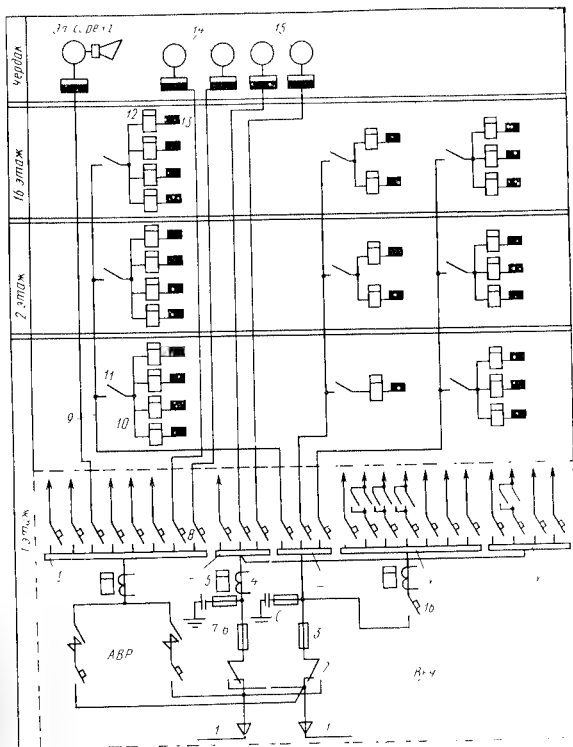


Рис. 13.2. Принципиальная схема 16-этажного 1-секционного жилого дома

устанавливают по одному помехозащитному конденсатору типа КЗ-05 емкостью 0,5 мкф. Конденсаторы 7 снабжены предохранителями 6 и заземлены. Отходящие линии от ВРУ защищаются автоматическими выключателями 8. К стоякам 9 (секция III), питающим квартиры, подключены этажные квартирные щитки, которые установлены в электрошкафах 10, размещенных на лестничных клетках (ЛК). На каждую группу квартир устанавливается один трехполюсный пакетный выключатель 11, который подключается к двум фазам и нулевому проводу стояка. В электрошкафу устанавливают также однофазные квартирные счетчики 12 и групповые щитки 13 с автоматическими выключателями или предохранителями для защиты групповых линий квартир. К специальной панели (секция I), на которой предусмотрено устройство АВР (автоматическое включение резерва), подключаются вентиляторы системы дымозащиты 14, щитки управления и эвакуационное освещение. Присоединение этой панели к двум вводам до переключателей 2 с помощью устройства АВР всегда обеспечивает бесперебойное ее электроснабжение. От секции II по питающим линиям питаются лифтовые установки 15 и эвакуационное освещение. К секции III через автоматический выключатель 16 и приборы учета расхода электроэнергии подключена секция IV, от которой питаются обще-домовые помещения. От панели V питаются штепсельные розетки для уборочных машин и аварийное освещение машинного помещения лифтов и электрощитовой.

В каждую квартиру независимо от количества в ней комнат для питания осветительных и бытовых электроприемников с газовыми плитами, как правило, проложены две однофазные группы с алюминиевыми проводами сечением 2,5 мм². Одна питает общее освещение, другая — штепсельные розетки. Допускается и смешанное питание, при этом штепсельные розетки, устанавливаемые в квартире, должны присоединяться к разным групповым линиям. Там, где есть кухонные электрические плиты, предусматривается третья групповая линия для их питания.

Нормами регламентировано число штепсельных розеток, устанавливаемых в квартирах: в жилых комнатах и общежитиях — одна розетка на каждые полные и неполные 6 м² площади комнаты; в коридорах квартир — одна розетка на каждые полные и неполные 10 м² площади; в общей комнате квартир, оборудованных кондиционерами, — дополнительная розетка на ток 10 А для подключения кондиционера. В кухнях квартир площадью до 8 м² — три штепсельные розетки на ток 6 А, а 8 м² и более — четыре для подключения холодильника, бытового прибора, надплитного фильтра, динамика трехпрограммного радиовещания. Одна штепсельная розетка с заземляющим контактом: на ток 10 А для подключения бытового прибора мощностью до 2,2 кВт, на ток 25 А для подключения бытового прибора мощностью до 4 кВт или электроплиты мощностью до 5,8 кВт, на ток 40 А для подключения электроплиты мощностью от 5,9 до 8 кВт. Допускается установка

розеток в ванных комнатах для подключения электробритв, массажных приборов и т. п. при условии, что они подключены через разделяющие трансформаторы мощностью 20 В·А, имеющие коэффициент трансформации 1:1 и конструкцию повышенной надежности. Эти трансформаторы служат для отделения электроприемников (например, электробритвы) от первичной сети и заземления.

Штепсельные розетки должны быть установлены на высоте 0,8–1 м от пола. При скрытой проводке розетки допускается устанавливать на высоте 0,3 м от пола, а также непосредственно над плинтусом или встроенными в плинтусы, с защитными устройствами, закрывающими штепсельные гнезда при вынутой вилке.

Горизонтальные линии, отходящие от ВРУ дома и питающие электроприемники квартир лестничных клеток, лифтовых установок и т. д., могут выполняться проводами марок АПВ, АПР и АПРТО, прокладываемых по техническому подполью или подвалу открыто в тонкостенных металлических и виниловых трубах или в коробах и лотках. При отсутствии в здании таких помещений эти линии прокладываются под полом первого этажа.

Вертикальные линии (стояки) выполняются проводами тех же марок, но прокладываются скрыто в каналах стен лестничных клеток или по поэтажным коридорам (карманам). В крупнопанельных и крупноблочных зданиях стояки прокладываются по каналам, выполненным на заводе в стеновых бетонных электроблоках или электропанелях.

Питающие линии лифтовых установок прокладываются либо в каналах электропанелей, либо в трубах шахт лифтов. Если к одной питающей линии подключено несколько лифтов, то для присоединения последующих лифтовых установок прокладывается магистраль в кровле или по чердаку в трубах. Групповая сеть квартир выполняется плоскими проводами марок ППВ, АППВ и АППН. Эти провода прокладываются без груб в слое подготовки пола, под штукатуркой стен и потолков, в щелях и пустотах строительных конструкций, а также в каналах строительных конструкций, образуемых при изготовлении железобетонных, гипсобетонных и других панелей на заводе.

Если создание каналов в строительных конструкциях затруднено, групповая сеть квартир закладывается в толщу железобетонных, керамзитовых и газобетонных конструкций в процессе их изготовления на заводе. Такая проводка является несменяемой, и на практике ее называют «замоноличенной». Применение этих проводов допускается с некоторыми ограничениями, в частности, их запрещается закладывать в конструкции, в которых бетонные смеси имеют добавки, вредно действующие на изоляцию и жилы проводов (алюминат натрия, поташ и т. п.). Тепловая обработка строительных конструкций должна длиться не более 24 ч при температуре не выше 100 °С.

Начинают применять прокладку всех видов квартирной сети в электрических плинтусах: проводов освещения и подключения бы-

товых приборов, сети телефона, радиотрансляции и телевидения. Проводку в плинтусах легко можно сменить, она удобна для монтажа и эксплуатации.

§ 13.2. Определение электрических нагрузок

Метод определения электрических нагрузок в жилых зданиях существенно отличается от методов определения электрических нагрузок в производственных, общественных и подсобных зданиях. Если электрические нагрузки (осветительная и силовая) в производственных, общественных и подсобных зданиях определяют, исходя из установленной мощности, полученной в результате светотехнического расчета, и установленной мощности технологического оборудования с учетом режимов его работы, то величины электрических нагрузок в жилых зданиях зависят от насыщенности квартир осветительными и электробытовыми приборами (телевизоров, радиоприемников, холодильников и т. д.). Поскольку количество электроприборов и время их использования жителями зависит от многих факторов, то электрические нагрузки жилых квартир являются случайными, что создает трудности для их определения. В жилых зданиях при определении нагрузок используют метод, основанный на теории вероятностей и многолетних исследований. За основу метода принята удельная нагрузка в киловаттах на одну квартиру (семью). Значение удельной нагрузки зависит от размера жилой площади каждой квартиры, числа квартир, присоединенных к данному элементу сети, вида кухонных приборов (газовые, электрические и прочие плиты).

Расчетные электрические нагрузки для питающих линий квартир, на вводах жилых домов, а также шинах трансформаторных пунктов, питающих группу жилых домов, определяют по формуле

$$P_{\text{кв}} = (P_{\text{уд кв}} + P_{\text{уд к}}) n, \quad (13.1)$$

где $P_{\text{кв}}$ — расчетная нагрузка потребителей энергии, кВт; $P_{\text{уд кв}}$ — удельная расчетная нагрузка потребителей энергии квартир посемейного заселения, определяемая по табл. 13.1 в зависимости от характеристики квартир и числа квартир, присоединенных к линии (трансформаторному пункту), кВт; n — число квартир, присоединенных к линии (трансформаторному пункту); $P_{\text{уд к}}$ — удельная расчетная нагрузка бытовых кондиционеров воздуха (учитывается в южных районах страны и т. д.).

Указанные в табл. 13.1 удельные расчетные электрические нагрузки приведены для зимнего и вечернего максимума для квартир с общей площадью до 55 м². При общей площади квартир больше 55 м² указанную удельную нагрузку следует увеличивать на 1% на каждый квадратный метр дополнительной жилой площади с плитами на природном газе и на 0,5% с электрическими плитами и плитами на твердом топливе и сжиженном газе. Увеличение

Таблица 13.1

Характеристика квартир	Число квартир													
	1—3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
С плитами: на природном газе на сжиженном и твер- дом топливе	4,5	2,3	1,75	1,45	1,3	1,15	1	0,8	0,7	0,6	0,5	0,45	0,43	0,4
	5	2,6	2	1,65	1,48	1,35	1,15	1	0,9	0,8	0,75	0,7	0,65	0,55
С электрическими плитами мощностью: до 5,8 кВт от 5,9 до 8 кВт	6	3,2	2,7	2,4	2,15	2	1,8	1,5	1,3	1,15	1	0,9	0,85	0,8
	7	4	3	2,5	2,15	2	1,8	1,5	1,3	1,15	1	0,9	0,85	0,8

Примечание. Определение расчетной нагрузки для количества квартир, не указанных в таблице, производится interpolацией.

$P_{удкв}$ не должно превышать 25% значений, приведенных в табл. 13.1.

Для жилых домов с покомнатным расселением семей к удельным расчетным нагрузкам следует применять коэффициенты: 1,5 — при числе семей до трех и 2 — при числе семей четыре и более.

Указанные в табл. 13.1 удельные расчетные нагрузки учитывают осветительную и бытовую нагрузки квартир, а также осветительную нагрузку от общедомовых помещений (лестничных клеток, подполий, чердаков и т. п.) и не учитывают силовую нагрузку от общедомовых потребителей (электродвигатели насосов, дымоудаления, лифтов и т. п.) и нагрузку встроенных в жилые здания торговых и коммунально бытовых предприятий, а также применение в квартирах кондиционеров, электрических водонагревателей и электрического отопления.

Расчетные коэффициенты мощности для питающих линий квартир в домах с плитами на природном газе следует принимать 0,96, а с электрическими плитами — 0,98. Коэффициент мощности для насосов водоснабжения, вентиляционных установок и других санитарно-технических устройств принимается 0,85, а для лифтовых установок — 0,6. Расчетные нагрузки линий, питающих электродвигатели насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, определяют по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса 0,7.

Расчетная нагрузка линии питания лифтовых установок $P_{рл}$ определяется по формуле (кВт)

$$P_{рл} = K_c \sum_{i=1}^{n_{л}} P_{н. i} \quad (13.2)$$

где K_c — коэффициент спроса, определяемый по табл. 13.2 в зависимости от количества лифтовых установок и этажности здания; $n_{л}$ — число лифтовых установок, питаемых линиями; $P_{н. i}$ — установленная мощность электродвигателя i -го лифта по паспорту, кВт.

Таблица 13.2

Число лифтовых ус- тановок	Коэффициент спроса для домов		Число лифтовых установок	Коэффициент спроса для домов	
	до 12 этажей	свыше 12 этажей		до 12 этажей	свыше 12 этажей
2—3	0,8	0,9	8—10	0,5	0,6
4—5	0,7	0,8	11—20	0,4	0,5
6—7	0,6	0,7	более 20	0,35	0,4

Расчетная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников, кВт)

$$P_{жл} = P_{кв} + 0,9P_c, \quad (13.3)$$

где $P_{\text{кв}}$ — расчетная нагрузка потребителей электроэнергии квартир или жилых помещений общежитий, кВт; P_c — расчетная нагрузка силовых потребителей домов или общежитий, кВт.

При расчете элементы сети в аварийном режиме надо выбирать с учетом допустимых перегрузок, регламентируемых ПУЭ.

Пример 13.1. Определить расчетную электрическую нагрузку на питающей линии, подключенной к ВРУ 17-этажного жилого дома, к которой присоединены 68 квартир (34 квартиры имеют общую площадь до 55 м², 17 квартир по 58 м² и 17 квартир по 74 м²). Дом оборудован плитами на природном газе.

Решение. Расчетную нагрузку определяем с учетом повышающих коэффициентов для квартир общей площадью более 55 м². Расчетную удельную нагрузку принимаем по табл. 13.1. $P_{\text{кв}} = 0,68 \cdot 34 + 0,68 \cdot 1,03 \cdot 17 + 0,68 \cdot 1,19 \cdot 17 = 48,6$ кВт.

§ 13.3. Особенности расчета электрических сетей жилых зданий

В трехфазных четырехпроводных магистралях, питающих квартиры, всегда имеется асимметрия токовых нагрузок в фазных проводах. Учитывая это, ПУЭ требуют в магистралях принимать сечения нулевых проводов равными сечениям фазных при их сечениях по 25 мм² включительно (по алюминию). Свыше 25 мм² сечение нулевых проводов принимать не менее 50% сечений фазных, но не менее 25 мм².

Значения наибольших допустимых (располагаемых) потерь напряжения для жилых зданий в зависимости от режима работы питающего трансформатора и видов электроприемников можно определить по табл. 11.2, прибавляя к табличным значениям 2,5%. В тех случаях, когда точных данных о загрузке трансформатора и коэффициенты мощности потребителей не имеется, принимают значение потери напряжения для жилых зданий от шин подстанции до наиболее удаленной лампы общего освещения не более 7,5%.

При проектировании сетей жилых зданий допустимую потерю напряжения (в процентах) от ВРУ до наиболее удаленного ввода в квартиру, в зависимости от этажности здания и количества секций в нем, можно принять по табл. 13.3.

Таблица 13.3

Здания			
С газовыми плитами		С электроплитами	
Этажи	Допустимая потеря напряжения	Этажи	Допустимая потеря напряжения
5—8	0,8—1,9	5—8	0,4—2,1
9—12	0,7—2,4	9—12	0,5—2,3
13—15	1,0—2,6	13—16	0,6—2,6

Потеря напряжения для внутриквартирных групповых сетей общего освещения можно принять 0,8—1%.

§ 13.4. Методика определения возможности пуска короткозамкнутого электродвигателя механизма при данных параметрах электрической сети здания

В практике проектирования и эксплуатации электрических сетей жилых, общественных зданий и предприятий часто приходится производить расчеты на возможность прямого пуска короткозамкнутого электродвигателя механизма (лифта, вентилятора, насоса, станка и др.) при данных параметрах электрической сети. Эта методика сводится к оценке снижения напряжения на всех участках питающей сети от питающего трансформатора до клемм включаемого электродвигателя.

При пуске электродвигателя по питающей сети протекает кроме номинального еще и пусковой ток, который в 4—8 раз больше номинального.

Пусковой ток вызывает дополнительную потерю напряжения в сети и в сумме с номинальным может создать увеличенную потерю напряжения, при которой она резко понизится на клеммах электродвигателя. Это может привести к тому, что электродвигатель при его пуске не сможет сдвинуть с места присоединенный к нему механизм из-за уменьшения пускового момента (развиваемый электродвигателем вращающий момент изменяется пропорционально квадрату напряжения, приложенного на его клеммах). Кроме того, в результате резкого снижения напряжения могут остановиться другие работающие электродвигатели, присоединенные к данной линии.

Суммарная потеря напряжения до электродвигателя механизма в момент его пуска

$$\Delta U = \sum \Delta U_c + \sum \Delta U_{\text{доп}}, \quad (13.4)$$

где ΔU_c — суммарная потеря напряжения в линии от шин питающего трансформатора до двигателя механизма и в трансформаторе без учета пуска двигателя; $\Delta U_{\text{доп}}$ — дополнительная потеря напряжения в линии от трансформатора до двигателя механизма и в трансформаторе в момент пуска двигателя.

Величина

$$\Delta U_c = \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{каб}} + \Delta U_{\text{л}}, \quad (13.5)$$

где $\Delta U_{\text{тр}}$ и $\Delta U_{\text{каб}}$ — потери напряжения в питающем трансформаторе и в кабельной линии от ТП до ВРУ здания; $\Delta U_{\text{л}}$ — потеря напряжения внутри домового силового линии от ВРУ здания до наиболее удаленного электродвигателя при работе всех электродвигателей.

Потеря напряжения в питающем трансформаторе

$$\Delta U_{\text{тр}} = \sqrt{3} I_{\text{ном}} (r_{\text{тр}} \cos \varphi_{\text{тр}} + x_{\text{тр}} \sin \varphi_{\text{тр}}), \quad (13.6)$$

где $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток трансформатора; $r_{\text{тр}}$, $x_{\text{тр}}$ — активное

и индуктивное сопротивление трансформатора, отнесенные к обмотке низшего напряжения.

Потери напряжения $\Delta U_{\text{каб}}$ и $\Delta U_{\text{л}}$ определяют по формулам гл. 7. Следует учесть, что значение $\Delta U_{\text{каб}}$ необходимо определять из условий нормального и аварийного режимов.

В нормальном режиме электроснабжение здания осуществляется от ТП двумя кабельными линиями. Одна питает электродвигатели лифтов и сантехнического оборудования, другая — электрическую нагрузку от квартир. В аварийном режиме при выходе одной линии из строя питание всей нагрузки здания осуществляется по оставшейся в работе линии.

Потеря напряжения (%)

$$\Delta U_{\text{с}} = \frac{U_{\text{ном}} - \Delta U_{\text{с}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \quad (13.7)$$

При отсутствии данных мощности трансформаторов и их нагрузке можно принять $\Delta U_{\text{с}} = 0,08 U_{\text{ном}}$.

Дополнительная потеря напряжения (В) в сети от питающего трансформатора и в трансформаторе до клемм электродвигателя механизма

$$\Delta U_{\text{доп}} = \sqrt{3} I_{\text{пуск}} \left[\left(\sum_1^n r + r_{\text{тр}} \right) \cos \varphi_{\text{н}} + \left(\sum_1^n x + x_{\text{тр}} \right) \sin \varphi_{\text{н}} \right], \quad (13.8)$$

где $I_{\text{пуск}}$ — пусковой ток электродвигателя при номинальном напряжении; $\sum_1^n r$, $\sum_1^n x$ — сумма активных и реактивных сопротивлений всех участков сети; $\cos \varphi_{\text{н}}$ — коэффициент мощности при пуске; $r_{\text{тр}}$, $x_{\text{тр}}$ — активные и реактивные сопротивления питающего трансформатора, отнесенные к обмотке низшего напряжения.

Если принять, что пусковой ток электродвигателя уменьшается практически пропорционально уменьшению напряжения на его клеммах, то

$$I'_{\text{пуск}} = I_{\text{пуск}} \frac{U_{\text{д}}}{U_{\text{ном}}} = K_i I_{\text{ном д}} \frac{U_{\text{д}}}{U_{\text{ном}}}, \quad (13.9)$$

где $I'_{\text{пуск}}$ — пусковой ток электродвигателя с учетом снижения напряжения на его клеммах, А; K_i — кратность пускового тока при номинальном напряжении на клеммах электродвигателя (по каталогу); $I_{\text{ном д}}$ — номинальный ток электродвигателя (по каталогу), А; $U_{\text{д}}$ — значение напряжения на клеммах двигателя при его пуске, В.

Значение напряжения на клеммах электродвигателя при его пуске можно определить из следующего выражения:

$$U_{\text{д}} = U_{\text{х}} - (\Delta U_{\text{с}} + \Delta U_{\text{доп}}) = 1,05 U_{\text{ном}} - (\Delta U_{\text{с}} + \Delta U_{\text{доп}}). \quad (13.10)$$

Известно, что $U_x = 1,05U_{\text{ном}}$, т. е. напряжение холостого хода трансформатора на 5% превышает номинальное напряжение электроприемников.

Подставляя в уравнение (15.11) значение U_d , получим

$$I'_{\text{пуск}} = K_I I'_{\text{ном д}} \frac{1,05U_{\text{ном}} - (\Delta U_c + \Delta U_{\text{доп}})^2}{U_{\text{ном}}} \quad (13.11)$$

Вставляя в формулу (13.8) действительное значение пускового тока $I'_{\text{пуск}}$ с учетом снижения напряжения на клеммах двигателя, получим выражение для дополнительной потери напряжения в линии от шин трансформатора и в трансформаторе до электродвигателя:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \sqrt{3} K_I I'_{\text{ном д}} \frac{1,05U_{\text{ном}} - (\Delta U_c + \Delta U_{\text{доп}})}{U_{\text{ном}}} \times \\ \times \left[\left(\sum_1^n r + r_{\text{тр}} \right) \cos \varphi_n + \left(\sum_1^n x + x_{\text{тр}} \right) \sin \varphi_n \right].$$

Обозначим через A , Ом, выражение

$$\left[\left(\sum_1^n r + r_{\text{тр}} \right) \cos \varphi_n + \left(\sum_1^n x + x_{\text{тр}} \right) \sin \varphi_n \right] = A. \quad (13.12)$$

Тогда

$$\Delta U_{\text{доп}} = \sqrt{3} K_I I'_{\text{ном д}} \frac{1,05U_{\text{ном}} - (\Delta U_c + \Delta U_{\text{доп}})}{U_{\text{ном}}} A. \quad (13.13)$$

Решив это уравнение относительно $\Delta U_{\text{доп}}$, получим полное значение дополнительной потери напряжения (B):

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\sqrt{3} K_I I'_{\text{ном д}} A (1,05U_{\text{ном}} - \Delta U_c)}{U_{\text{ном}} + \sqrt{3} K_I I'_{\text{ном д}} A}, \quad (13.14)$$

или в процентах

$$\Delta U_{\text{доп}} \% = \frac{173 K_I I'_{\text{ном д}} A (1,05U_{\text{ном}} - \Delta U_c)}{(U_{\text{ном}} + \sqrt{3} K_I I'_{\text{ном д}} A) U_{\text{ном}}}. \quad (13.15)$$

Если принять $\Delta U_c = 0,08U_{\text{ном}}$, то формула (13.15) примет вид

$$\Delta U_{\text{доп}} \% = \frac{167 K_I I'_{\text{ном д}} A}{U_{\text{ном}} + \sqrt{3} K_I I'_{\text{ном д}} A}. \quad (13.16)$$

Для определения A в формулах (13.14) и (13.15) необходимо знать величину коэффициента мощности при пуске электродвигателя $\cos \varphi_n$. Этот коэффициент в первый момент после включения двигателя вычисляют как среднее арифметическое из двух полученных значений по (13.17) и (13.18):

$$\cos \varphi_n = \cos \varphi_{\text{ном}} \left[\frac{m_n}{(1 - s_{\text{ном}}) K_I} + \frac{1}{3} K_I (1 - \eta_{\text{ном}}) \right]; \quad (13.17)$$

$$\cos \varphi_n = \frac{\eta_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}} (m_n + 0,025 K_I^2)}{(1 - s_{\text{ном}}) K_I}, \quad (13.18)$$

где $\cos \varphi_{\text{ном}}$ — номинальное значение коэффициента мощности; $m_{\text{п}} = M_{\text{пуск}}/M_{\text{ном}}$ — кратность пускового (начального) момента электродвигателя (по каталогу); $s_{\text{ном}}$ — номинальное скольжение; $\eta_{\text{ном}}$ — КПД при номинальной нагрузке электродвигателя.

Величины, входящие в формулы (13.17) и (13.18), указываются в каталогах на электродвигатели.

Как уже известно, напряжение (U) на клеммах электродвигателя при его пуске находят по формуле (13.10), т. е.

$$U_{\text{д}} = 1,05 U_{\text{ном}} - (\Delta U_{\text{с}} + \Delta U_{\text{доп}}).$$

Если в этом выражении номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ принять за единицу, а $\Delta U_{\text{с}}$ и $\Delta U_{\text{доп}}$ выразить в процентах, то напряжение на клеммах электродвигателя при его пуске в долях от номинального

$$U_{\text{дк}} = 1,05 - 0,01 (\Delta U_{\text{с}} \% + \Delta U_{\text{доп}} \%). \quad (13.19)$$

Теперь решим два вопроса: 1) какие необходимо выполнить условия для нормального пуска электродвигателя? 2) будет ли обеспечена устойчивая работа остальных включенных электродвигателей при пуске одного двигателя?

1. Известно, что развиваемый электродвигателем вращающий момент изменяется пропорционально квадрату напряжения, приложенного на его клеммах. Нормальный пуск электродвигателя может быть обеспечен, если пусковой (начальный) момент электродвигателя будет превышать на 10% пусковой момент сопротивления приводимого механизма. Поэтому для проверки допустимости пуска механизма достаточно сравнить пусковые (начальные) моменты электродвигателя и приводимого механизма, т. е.

$$U_{\text{дк}}^2 m_{\text{п}} \geq 1,1 m_{\text{мех}} K_{\text{з}}, \quad (13.20)$$

где $U_{\text{дк}}$ — напряжение на клеммах электродвигателя в начальный момент пуска в долях от номинального напряжения; $m_{\text{п}} = M_{\text{пуск}}/M_{\text{ном}}$ — кратность пускового момента электродвигателя при номинальном напряжении на его клеммах (по каталогу); $m_{\text{мех}} = M_{\text{мех}}/M_{\text{ном}}$ — требуемая кратность пускового момента приводимого механизма; $K_{\text{з}}$ — коэффициент загрузки электродвигателя; 1,1 — коэффициент запаса.

При определении значений кратности начальных моментов $m_{\text{мех}}$ некоторых механизмов можно руководствоваться следующими данными:

Лифты пассажирские и грузовые	1,7—1,8
Вентиляторы	0,4—0,5
Компрессоры центробежные и поршневые	0,4
Насосы центробежные и грузовые	0,4
Станки металлообрабатывающие (токарные, строгальные, фрезерные и др)	0,3

2. Устойчивая работа остальных включенных электродвигателей будет обеспечена, если при снижении напряжения на их клем-

мах, вызванном пуском одного электродвигателя, максимальные моменты останутся больше моментов приводимых механизмов.

Это условие выражается так:

$$U_{д*}^2 m_{\max} \geq 1,1 K_{\Sigma}, \quad (13.21)$$

где $m_{\max} = M_{\max}/M_{\text{ном}}$ — кратность максимального момента электродвигателя (по каталогу). Магнитные пускатели и контакторы не отключаются при снижении напряжения на их клеммах до 60–65% номинального.

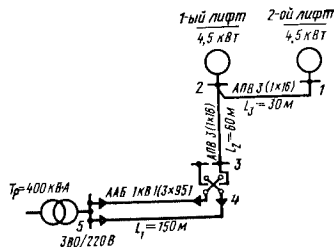


Рис. 13.3. Схема к примеру 13.1

Пример 13.1. Исходя из выбранных сечений питающих кабелей и проводов линии, питающей электродвигатели лифтов в многоэтажном жилом доме, определить возможность пуска одного короткозамкнутого электродвигателя лифта и выяснить влияние его пуска на работу другого электродвигателя лифта. В доме установлены электродвигатели мощностью 4,5 кВт серии АСМ52-6. Принимаем аварийный режим, когда один из питающих кабелей вышел из строя и осветительная и силовая нагрузки питаются от

другого кабеля. Исходные данные для решения задачи приведены на рис. 13.2. **Решение.** Определяем сопротивление трансформатора и отдельных участков сети, руководствуясь табл. 8.2 и 8.3:

$$\begin{aligned} r_{\text{тр}} &= 5,7 \text{ мОм}; & x_{1-2} &= 0,06 \cdot 0,15 \cdot 10^3 = 9 \text{ мОм}; \\ r_{5-4} &= 0,34 \cdot 0,15 \cdot 10^3 = 49,5 \text{ мОм}; & x_{3-4} &= 0,09 \cdot 0,06 \cdot 10^3 = 5,4 \text{ мОм}; \\ r_{3-2} &= 1,98 \cdot 0,06 \cdot 10^3 = 119 \text{ мОм}; & x_{4-5} &= 0,09 \cdot 0,03 \cdot 10^3 = 2,7 \text{ мОм}; \\ r_{2-1} &= 1,98 \cdot 0,03 \cdot 10^3 = 59,5 \text{ мОм}; \end{aligned}$$

Из каталога на электродвигатели лифтов определяем характеристики электродвигателя АСМ52-6: $I_{\text{ном}} = 12 \text{ А}$; $K_t = 4,5$; $m_n = 2,2$; $m_{\max} = 2,3$.

Коэффициент мощности при пуске $\cos \varphi_n$, подсчитанный как среднее из двух формул (13.17) и (13.18), составляет 0,52. По формуле (13.12) определяем величины A для расчетных точек сети 2 и 1, в которых присоединены электродвигатели лифтов: $A_2 = [(49,5 + 5,7 + 119) \cdot 0,52 + (9 + 17,2 + 5,4) \cdot 0,85] \cdot 10^{-3} = 0,12 \text{ Ом}$; $A_1 = [(49,5 + 5,7 + (119 + 59,5)) \cdot 0,52 + (9 + 17,2 + 5,4 + 2,7) \cdot 0,85] \cdot 10^{-3} = 0,15 \text{ Ом}$.

По формуле (13.16) находим дополнительную потерю напряжения при пуске электродвигателя второго лифта:

$$\Delta U_{\text{доп4}} = \frac{167 \cdot 4,5 \cdot 0,12}{380 + 1,73 \cdot 4,5 \cdot 12 \cdot 0,12} = 2,76\%;$$

$$\Delta U_{\text{доп5}} = \frac{167 \cdot 4,5 \cdot 12 \cdot 0,15}{380 + 1,73 \cdot 4,5 \cdot 12 \cdot 0,15} = 3,42\%.$$

По выбранным сечениям кабеля и проводов сети можно было определить потерю напряжения в сети $\Delta U_c\%$ как в нормальных, так и в аварийном режимах без учета пуска электродвигателя лифта.

Однако для уменьшения расчетов ориентировочно примем $\Delta U_c = 8\%$. Определим напряжение в долях от номинального на зажимах электродвигателя второго лифта (рис. 13.3) при его пуске (точка 1) по формуле (13.19). $U_{д.5} = 1,05 - 0,01(3,42 + 8) = 0,94$.

Проверяем возможность пуска электродвигателя второго лифта по формуле (13.20), принимая коэффициент загрузки равным единице, а $m_{мех} = 1,7$; $U_{д.} = m_{д.} \geq 1,1 m_{мех} K_1$; $0,94^2 \cdot 2,2 > 1,1 \cdot 1,7 \cdot 1$, т. е. $1,94 > 1,87$.

Результат расчета показывает, что пуск электродвигателя второго лифта возможен. Напряжение в долях от номинального на зажимах электродвигателя первого лифта $U_{д.4} = 1,05 - 0,1(2,76 + 8) = 0,95$.

Проверяем условия нормальной работы электродвигателя первого лифта при пуске электродвигателя второго лифта по формуле (13.21); $0,95^2 \cdot 2,3 > 1,1 \cdot 1$, т. е. $2,07 > 1,1$. Таким образом, электродвигатель первого лифта будет нормально продолжать работу.

ГЛАВА 14

АППАРАТЫ ЗАЩИТЫ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ (ШКАФЫ) В ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ И СИЛОВЫХ СЕТЯХ

§ 14.1. Предохранители

При эксплуатации электрических сетей длительные перегрузки проводов и кабелей, а также короткие замыкания вызывают повышение температуры токопроводящих жил свыше допустимых ПУЭ значений. Это приводит к преждевременному изнашиванию их изоляции, вследствие чего может произойти пожар или взрыв во взрывоопасных помещениях, а также поражение людей электрическим током.

Для предохранения от чрезмерного нагрева проводов и кабелей каждый участок электрической сети должен быть снабжен защитным аппаратом, обеспечивающим отключение аварийного участка при непредвиденном увеличении токовой нагрузки сверх длительной допустимой.

Для защиты сетей применяют плавкие предохранители, автоматические выключатели и тепловые реле, встраиваемые в магнитные пускатели.

Плавкие предохранители применяют в основном для защиты проводов и кабелей от токов короткого замыкания. Основным рабочим элементом предохранителя является плавкая вставка, изготовленная из легкоплавящегося цветного металла, укрепленная в корпусе предохранителя (рис. 14.1). Различают номинальные токи предохранителя и плавкой вставки.

Номинальным током предохранителя называют наибольший ток, на который рассчитаны его токоведущие части (патрон, контактные стойки). Этот ток равен наибольшему из номинальных токов плавких вставок, предназначенных к установке в данном предохранителе.

Номинальным током плавкой вставки называют наибольший ток, при котором заводом-изготовителем гарантируется работа плавкой вставки на неопределенное время без расплавления.

Номинальные токи указаны заводом на корпусе предохранителя и плавкой вставке.

В практике применяют плавкие вставки с малой тепловой инерцией — безынерционные и с большой тепловой инерцией — инерционные.

Плавкие вставки с малой тепловой инерцией, изготавливаемые из металлов с высокой электропроводностью и малой теплоемкостью (медь, серебро), осуществляют быстросействующую защиту, но они чувствительны к токовым перегрузкам, возникающим в электрической сети.

Плавкие вставки с большой тепловой инерцией и теплоемкостью, изготавливаемые из металлов с большим удельным сопротивлением (свинец и его сплавы), не осуществляют быстросействующую защиту, но выдерживают значительные кратковременные токовые перегрузки.

По конструктивному исполнению предохранители изготавливают пробочные с винтовой резьбой (Н-20), трубчатые разборные с закрытыми фибровыми патронами без наполнения (ПР2) и с фарфоровыми патронами, заполненными мелкозернистым кварцевым песком, разборные (ПН2) и неразборные (НПН).

В сетях напряжением до 0,4 кВ широко распространены предохранители типов ПР2, ПН2 и НПН.

Принцип действия плавкого предохранителя заключается в том, что, будучи последовательно включенным в рассечку цепи защищаемого участка, при увеличении тока, превышающего ток, на который рассчитана плавкая вставка предохранителя, он сильно нагревается, а затем перегорает.

Вследствие этого защищаемый им участок сети отключается, предотвращая недопустимый перегрев проводов или кабеля. Время отключения предохранителя складывается из продолжительности расплавления вставки и горения дуги. При расплавлении плавкой вставки, например, в предохранителе ПР2 внутри фибровой трубки возникает электрическая дуга. Под действием высокой температуры внутренняя поверхность трубки начинает разлагаться, в результате происходит интенсивное выделение газов с возрастанием давления внутри трубки. Образовавшиеся газы при высоком давлении способствуют эффективному гашению дуги. Предохранители ПР2 имеют

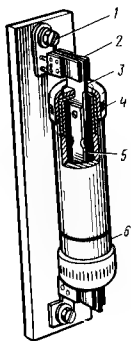


Рис. 14.1. Предохранитель разборный с фибровой трубкой типа ПР:

1 — контакты для присоединения проводов, 2 — контактные стойки; 3 — контактные ножи; 4 — латунный контакт, 5 — цинковая плавкая вставка, 6 — фибровая трубка

небольшую разрывную способность. Это объясняется тем, что образование газа в патроне с большим давлением требует его особой прочности.

В предохранителях ПН2 и НПН гашение дуги происходит в результате ее разветвления в тончайших промежутках между зернами песка. Благодаря их большой поверхности зерна хорошо поглощают теплоту и охлаждают выделяющиеся газы, резко снижая давление в патроне при испарении материала вставки. Гашение дуги, а следовательно, размыкание цепи происходит настолько быстро, что при больших токах короткого замыкания ток в предохранителе не достигает предельного значения. Поэтому такие предохранители отличаются быстродействием и обладают токоограничивающим свойством. Предохранители ПН2 имеют большую отключающую способность при меньших габаритах, чем предохранители ПР2.

Они широко распространены из-за дешевизны и меньшей затраты дефицитных материалов для их изготовления.

Для защиты полупроводниковых вентилях, требующих быстрого отключения сверхтоков, применяют быстродействующие трубчатые предохранители с закрытым патроном и наполнителем ПНБ2. Они могут устанавливаться со стороны переменного (380 В) и постоянного (400 В) токов.

Технические данные наиболее распространенных плавких предохранителей приведены в табл. 14.1.

Таблица 14.1

Тип предохранителя	Номинальный ток, А	
	патрона I_n	плавкой вставки $I_{вс}$
ПР2	15	6, 10, 15
	60	15, 20, 25, 35, 45, 60
	100	60, 80, 100
	200	100, 125, 160, 200
	350	200, 225, 260, 300, 350
	600	350, 430, 500, 600
	1000	600, 700, 800, 1000
НПН-15 НПН-60М ПН2-100 ПН2-250 ПН2-400 ПН2-600	15	6, 10, 15
	60	20, 25, 35, 45, 60
	100	31, 5, 40, 50, 63, 80, 100
	250	80, 100, 125, 160, 200, 250
	400	200, 250, 315, 355, 400
	600	315, 400, 500, 630

Чем больше значение тока перегрузки плавкой вставки предохранителя, тем больше ее нагрев, а следовательно, она скорее расплавится и разорвет цепь тока. Следовательно, с повышением кратности тока время перегорания плавкой вставки уменьшается, такая характеристика называется обратной зависимостью.

Кривая зависимости времени перегорания плавкой вставки предохранителя от тока называется защитной или время-токовой характеристикой.

Защитные характеристики плавких вставок предохранителей типа ПН2 на различные номинальные токи приведены на рис. 14.2. Из этого рисунка видно, что защитная характеристика каждой плавкой вставки на соответствующий номинальный ток графически

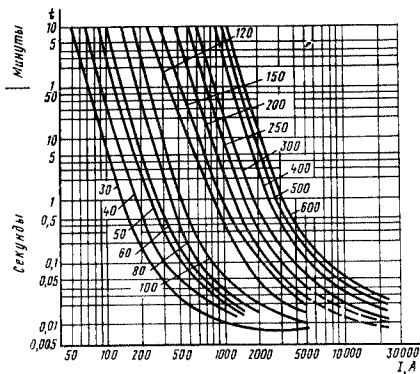


Рис. 14.2 Защитные характеристики плавких вставок предохранителей серии ПН-2

изображена одной кривой, по которой определяют средние значения времени перегорания вставки в зависимости от значения тока. На самом деле защитная характеристика каждой вставки должна быть графически изображена двумя кривыми, ограничивающими зону, в которой может перегореть плавкая вставка. Это вызвано тем, что в производственных условиях из-за увеличения переходного сопротивления контактов в результате их окисления при длительной эксплуатации, а также ослабления нажатия контактов и старения материала плавкой вставки при длительной работе время перегорания может отличаться от средних значений (разброс защитной характеристики). Разброс характеристик плавких вставок предохранителей учитывают при защите электрических сетей особо ответственных потребителей.

Размещая предохранители в электрической сети, необходимо выбирать их так, чтобы обеспечить избирательность (селективность) их действия. Иначе говоря, при коротком замыкании на од-

ном из участков сети должна перегорать вставка предохранителя только у поврежденного участка, чтобы на остальную сеть продолжалась подача электроэнергии. Это достигается тем, что номинальный ток каждой плавкой вставки, встречающейся при следовании по схеме сети в направлении от электроприемника к источнику питания, должен быть больше, чем предыдущий, на две ступени стандартной шкалы номинальных токов плавких вставок, если это не приводит к увеличению сечения проводов.

Разница не менее чем на одну ступень является обязательной при всех условиях. На рис. 14.3 изображена схема защиты электрической сети предохранителями. При коротком замыкании в точке К вставка предохранителя Π_2 , имеющая меньший номинальный ток, перегорит раньше, чем вставка предохранителя Π_1 .

Плавкие предохранители наряду с простотой их устройства и малой стоимостью имеют ряд существенных недостатков: 1) не могут защитить линию от перегрузки, так как допускают длительную перегрузку до момента плавления; 2) не всегда обеспечивают избирательную защиту в сети вследствие разброса их характеристик; 3) при коротком замыкании в трехфазной линии возможно перегорание одного из трех предохранителей и линия остается в работе на двух фазах. В этом случае короткозамкнутые электродвигатели, подключенные к линии, оказываются включенными на две фазы, а это может привести к перегреву электродвигателей и их выходу из строя.

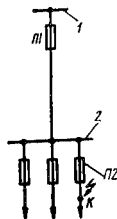


Рис. 14.3. Принципиальная схема защиты сети предохранителями:

1 — вводное устройство; 2 — распределительный щит

§ 14.2. Автоматические выключатели

Автоматические выключатели и тепловое реле, не обладая недостатками плавких предохранителей, обеспечивают быструю и надежную защиту проводов и кабелей сетей от токов перегрузки и короткого замыкания. Они могут быть также использованы для управления при нечастых включениях и отключениях. Таким образом, автоматические выключатели выполняют одновременно функции защиты и управления.

Для выполнения защитных функций автоматы снабжаются либо только тепловыми или электромагнитными расцепителями, либо комбинированными (тепловые и электромагнитные). Тепловые осуществляют защиту от токов перегрузки, а электромагнитные — от токов короткого замыкания. В зависимости от характера изменения режима работы элемента сети от нормального режима срабатывают встроенные в автоматы тепловые или электромагнитные расцепители.

Действие тепловых расцепителей автоматов и реле, встраиваемых в магнитные пускатели, основано на использовании нагрева биметаллической пластинки, изготовленной из спая двух металлов с различными коэффициентами теплового линейного расширения. В расцепителе или реле при токе, превышающем ток, на который они выбраны, одна из пластин при нагреве удлиняется больше, в результате чего воздействует на отключающий пружинный механизм и коммутирующее устройство автомата или магнитного пускателя размыкается. При этом произойдет отключение главной цепи.

Тепловой расцепитель автомата или реле магнитного пускателя не защищает питающую линию или асинхронный короткозамкнутый электродвигатель от токов короткого замыкания. Это объясняется тем, что они, обладая большой тепловой инерцией, не успевают нагреться за столь малое время от тока короткого замыкания или пускового тока электродвигателя.

Электромагнитный расцепитель представляет собой электромагнит, воздействующий на отключающий пружинный механизм. Если ток в его катушке превышает определенное, заранее установленное значение, то электромагнитный расцепитель отключает линию мгновенно.

Автоматические выключатели характеризуются номинальным напряжением (максимальное напряжение сети, при котором еще допускается применять данный автомат) и номинальным током (максимальный ток, указанный в паспорте, который выдерживает автомат неограниченное время). Расцепители, встроенные в автоматы, характеризуются номинальным током, который они выдерживают длительное время. Наименьший ток, вызывающий отключение автомата, называют током трогания или срабатывания, а настройку расцепителя (реле) на заданный ток срабатывания — уставкой тока. Уставку тока электромагнитного расцепителя на мгновенное срабатывание называют отсечкой.

Электромагнитные расцепители не реагируют на токи перегрузок, если они меньше уставки срабатывания.

Автоматические выключатели разделяют на нерегулируемые и регулируемые. У *нерегулируемых* выключателей отсутствует при способность для регулирования уставки расцепителей в процессе монтажа и эксплуатации. Расцепитель каждого из автоматов отрегулирован заводом на определенный номинальный ток. У *регулируемых* выключателей уставки расцепителей регулируют, воздействуя на механическую систему автомата или на специальное устройство, изменяющее время срабатывания автомата.

В электрических сетях общественных, жилых зданий и предприятий широко распространены автоматы АЕ1000 и автоматы серий АЕ20, АЗ7, АП50Б.

Однополюсные автоматы АЕ1031, которые заменили автоматы АБ25, имеют тепловые, электромагнитные и комбинированные рас-

цепители на номинальные токи 6, 10, 16, 25 А и применяются для защиты групповых сетей освещения.

Автоматические выключатели серии АЕ20 применяются для защиты осветительных и силовых сетей напряжением до 500 В переменного тока от перегрузок и коротких замыканий.

Некоторые данные по трехполюсным выключателям серии АЕ20 приведены в табл. 14.2.

Т а б л и ц а 14.2

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Число полюсов	Вид расцепителя максимального тока	Ряд номинальных токов тепловых максимальных расцепителей	
АЕ2026	16	3	Комбинированный	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 2,0; 2,5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16	Уставка тока в зоне короткого замыкания, кратная номинальному току теплового расцепителя и равная 12
АЕ2046	63	3	То же	10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63	
АЕ2056	100	3	»	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 60; 80; 100	

Примечания: Структура условного обозначения АЕ20 $X_1X_2X_3X_4X_5-X_6$: АЕ — обозначение выключателя; 20 — порядковый номер разработки; X_1 — значение выключателя в зависимости от номинального тока (2; 3; 4; 5 соответственно 16; 63; 100 А); X_2 — число полюсов (4 — однополюсный; 5 — двухполюсный; 6 — трехполюсный с электромагнитным и тепловым расцепителями); X_3 — наличие свободных контактов (1 — без свободных контактов; 2 — один замыкающий; 3 — один размыкающий; 4 — один замыкающий и один размыкающий); X_4 — дополнительные расцепители (0 — без дополнительных расцепителей); X_5 — температурная компенсация и регулировка номинального теплового расцепителя (Р — с регулировкой номинального тока тепловых расцепителей с температурной компенсацией; Н — с регулировкой, но без температурной компенсации; Б — без регулировки и без температурной компенсации для распределительных пунктов; О — без регулировки и без температурной компенсации); X_6 — степень защиты

1. Регулировка номинальных токов тепловых расцепителей производится в пределах 0,9—1,15. 2. Для тепловых расцепителей, ток которых равен номинальному току выключателей, регулирование расцепителей производится в пределах от 0,9 до номинального тока.

Автоматические выключатели нетокоограничивающих серий АЗ700Ф в фенопластовых корпусах с термобиметаллическими и электромагнитными расцепителями выпускаются на номинальные токи 160, 250 и 630 А. Они применяются в сетях переменного тока напряжением до 380 В и широко используются для установки на

Кривая зависимости времени перегорания плавкой вставки предохранителя от тока называется защитной или время-токовой характеристикой.

Защитные характеристики плавких вставок предохранителей типа ПН2 на различные номинальные токи приведены на рис. 14.2. Из этого рисунка видно, что защитная характеристика каждой плавкой вставки на соответствующий номинальный ток графически

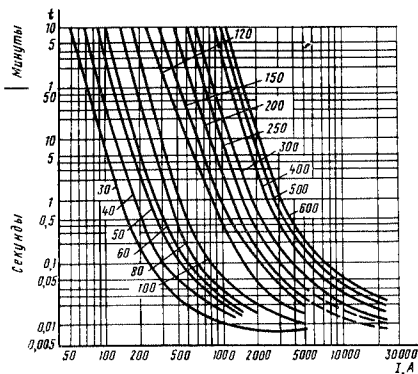


Рис. 14.2. Защитные характеристики плавких вставок предохранителей серии ПН-2

изображена одной кривой, по которой определяют средние значения времени перегорания вставки в зависимости от значения тока. На самом деле защитная характеристика каждой вставки должна быть графически изображена двумя кривыми, ограничивающими зону, в которой может перегореть плавкая вставка. Это вызвано тем, что в производственных условиях из-за увеличения переходного сопротивления контактов в результате их окисления при длительной эксплуатации, а также ослабления нажатия контактов и старения материала плавкой вставки при длительной работе время перегорания может отличаться от средних значений (разброс защитной характеристики). Разброс характеристик плавких вставок предохранителей учитывают при защите электрических сетей особо ответственных потребителей.

Размещая предохранители в электрической сети, необходимо выбирать их так, чтобы обеспечить избирательность (селективность) их действия. Иначе говоря, при коротком замыкании на од-

ном из участков сети должна перегорать вставка предохранителя только у поврежденного участка, чтобы на остальную сеть продолжалась подача электроэнергии. Это достигается тем, что номинальный ток каждой плавкой вставки, встречающейся при следовании по схеме сети в направлении от электроприемника к источнику питания, должен быть больше, чем предыдущий, на две ступени стандартной шкалы номинальных токов плавких вставок, если это не приводит к увеличению сечения проводов.

Разница не менее чем на одну ступень является обязательной при всех условиях. На рис. 14.3 изображена схема защиты электрической сети предохранителями. При коротком замыкании в точке K вставка предохранителя Π_2 , имеющая меньший номинальный ток, перегорит раньше, чем вставка предохранителя Π_1 .

Плавкие предохранители наряду с простотой их устройства и малой стоимостью имеют ряд существенных недостатков: 1) не могут защитить линию от перегрузки, так как допускают длительную перегрузку до момента плавления; 2) не всегда обеспечивают избирательную защиту в сети вследствие разброса их характеристик; 3) при коротком замыкании в трехфазной линии возможно перегорание одного из трех предохранителей и линия остается в работе на двух фазах. В этом случае короткозамкнутые электродвигатели, подключенные к линии, оказываются включенными на две фазы, а это может привести к перегреву электродвигателей и их выходу из строя.

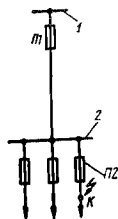


Рис. 14.3. Принципиальная схема защиты сети предохранителями:

1 — вводное устройство; 2 — распределительный щит

§ 14.2. Автоматические выключатели

Автоматические выключатели и тепловое реле, не обладая недостатками плавких предохранителей, обеспечивают быструю и надежную защиту проводов и кабелей сетей от токов перегрузки и короткого замыкания. Они могут быть также использованы для управления при нечастых включениях и отключениях. Таким образом, автоматические выключатели выполняют одновременно функции защиты и управления.

Для выполнения защитных функций автоматы снабжаются либо только тепловыми или электромагнитными расцепителями, либо комбинированными (тепловые и электромагнитные). Тепловые осуществляют защиту от токов перегрузки, а электромагнитные — от токов короткого замыкания. В зависимости от характера изменения режима работы элемента сети от нормального режима срабатывают встроенные в автоматы тепловые или электромагнитные расцепители.

Действие тепловых расцепителей автоматов и реле, встраиваемых в магнитные пускатели, основано на использовании нагрева биметаллической пластинки, изготовленной из спая двух металлов с различными коэффициентами теплового линейного расширения. В расцепителе или реле при токе, превышающем ток, на который они выбраны, одна из пластин при нагреве удлиняется больше, в результате чего воздействует на отключающий пружинный механизм и коммутирующее устройство автомата или магнитного пускателя размыкается. При этом произойдет отключение главной цепи.

Тепловой расцепитель автомата или реле магнитного пускателя не защищает питающую линию или асинхронный короткозамкнутый электродвигатель от токов короткого замыкания. Это объясняется тем, что они, обладая большой тепловой инерцией, не успевают нагреться за столь малое время от тока короткого замыкания или пускового тока электродвигателя.

Электромагнитный расцепитель представляет собой электромагнит, воздействующий на отключающий пружинный механизм. Если ток в его катушке превышает определенное, заранее установленное значение, то электромагнитный расцепитель отключает линию мгновенно.

Автоматические выключатели характеризуются номинальным напряжением (максимальное напряжение сети, при котором еще допускается применять данный автомат) и номинальным током (максимальный ток, указанный в паспорте, который выдерживает автомат неограниченное время). Расцепители, встроенные в автоматы, характеризуются номинальным током, который они выдерживают длительное время. Наименьший ток, вызывающий отключение автомата, называют током трогания или срабатывания, а настройку расцепителя (реле) на заданный ток срабатывания — уставкой тока. Уставку тока электромагнитного расцепителя на мгновенное срабатывание называют отсечкой.

Электромагнитные расцепители не реагируют на токи перегрузок, если они меньше уставки срабатывания.

Автоматические выключатели разделяют на нерегулируемые и регулируемые. У *нерегулируемых* выключателей отсутствует приспособление для регулирования уставки расцепителей в процессе монтажа и эксплуатации. Расцепитель каждого из автоматов отрегулирован заводом на определенный номинальный ток. У *регулируемых* выключателей уставки расцепителей регулируют, воздействуя на механическую систему автомата или на специальное устройство, изменяющее время срабатывания автомата.

В электрических сетях общественных, жилых зданий и предприятий широко распространены автоматы АЕ1000 и автоматы серий АЕ20, АЗ7, АП50Б.

Однополюсные автоматы АЕ1031, которые заменили автоматы АБ25, имеют тепловые, электромагнитные и комбинированные рас-

цепители на номинальные токи 6, 10, 16, 25 А и применяются для защиты групповых сетей освещения.

Автоматические выключатели серии АЕ20 применяются для защиты осветительных и силовых сетей напряжением до 500 В переменного тока от перегрузок и коротких замыканий.

Некоторые данные по трехполюсным выключателям серии АЕ20 приведены в табл. 14.2.

Таблица 14.2

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Число полюсов	Вид расцепителя максимального тока	Ряд номинальных токов тепловых максимальных расцепителей	
АЕ2026	16	3	Комбинированный	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 2,0; 2,5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16	Уставка тока в зоне короткого замыкания, кратная номинальному току теплового расцепителя и равная 12
АЕ2046	63	3	То же	10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63	
АЕ2056	100	3	»	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 60; 80; 100	

Примечания: Структура условного обозначения АЕ20 $X_1X_2X_3X_4X_5-X_6$: АЕ — обозначение выключателя; 20 — порядковый номер разработки; X_1 — значение выключателя в зависимости от номинального тока (2; 3; 4; 5 соответственно 16, 63; 100 А); X_2 — число полюсов (4 — однополюсный; 5 — двухполюсный; 6 — трехполюсный с электромагнитным и тепловым расцепителями); X_3 — наличие свободных контактов (1 — без свободных контактов; 2 — один замыкающий; 3 — один размыкающий; 4 — один замыкающий и один размыкающий); X_4 — дополнительные расцепители (0 — без дополнительных расцепителей); X_5 — температурная компенсация и регулировка номинального теплового расцепителя (Р — с регулировкой номинального тока тепловых расцепителей с температурной компенсацией; Н — с регулировкой, но без температурной компенсации; Б — без регулировки и без температурной компенсации для распределительных пунктов; О — без регулировки и без температурной компенсации); X_6 — степень защиты

1. Регулировка номинальных токов тепловых расцепителей производится в пределах 0,9—1,15. 2. Для тепловых расцепителей, ток которых равен номинальному току выключателей, регулирование расцепителей производится в пределах от 0,9 до номинального тока.

Автоматические выключатели нетокоограничивающих серий АЗ700Ф в фенопластовых корпусах с термобиметаллическими и электромагнитными расцепителями выпускаются на номинальные токи 160, 250 и 630 А. Они применяются в сетях переменного тока напряжением до 380 В и широко используются для установки на

вводно-распределительных устройствах и распределительных силовых пунктах. Автоматы этой серии изготавливаются двух- и трехполюсными и имеют стационарное и выдвижное исполнение. Защитными элементами в них являются тепловые, электромагнитные или тепловые и электромагнитные (комбинированные) расцепители. Уставки токов термобиметаллических и электромагнитных расцепителей не регулируются. Находящиеся в эксплуатации на действующих установках автоматические выключатели АЗ100 (снятые с производства) постепенно заменяются более совершенными автоматическими выключателями серий АЗ7 и АЕ20. Технические данные для трехполюсных автоматических выключателей серии АЗ7 с тепловыми и электромагнитными расцепителями приведены в табл. 14.3.

Таблица 14.3

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, А	Вид расцепителя максимального тока	Ряд номинальных токов тепловых максимальных расцепителей, А	Номинальная уставка тока срабатывания электромагнитного расцепителя, А
АЗ716ФУЗ	160	Комбинированный	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63 80; 100; 125; 160.	630
АЗ726ФУЗ	250	То же	200; 250	2500
АЗ736ФУЗ	630	»	250; 320; 400	2500
			500	5000
			630	6300

Примечание. Структура условного обозначения АЗ7 Х₁Х₂Х₃Х₄Х₅: АЗ7 — обозначение выключателя и порядковый номер разработки; Х₁ — значение выключателя (1, 2, 3 соответственно 160, 250, 630 А); Х₂ — число полюсов (5 — двухполюсный, 6 — трехполюсный); Х₃ — корпус (Ф — фенопластовый); Х₄ — климат (У — умеренный); Х₅ — помещения с естественной вентиляцией (З — закрытые).

Автоматические выключатели серии АП50Б предназначены для ручного включения и отключения электрических цепей, а также для пуска трехфазных асинхронных электродвигателей. Кроме того, они являются защитными аппаратами. Автоматы снабжаются регулируемые тепловыми (Т), электромагнитными (М) или комбинированными (МТ) расцепителями. Тепловые расцепители этих автоматов изготовляют на номинальные токи от 1,6 до 63 А.

Технические данные автоматов серии АП50Б приведены в табл. 14.4.

Таблица 14.4

Номинальный ток автомата, А	Тепловой и комбинированный расцепители		
	Номинальный ток теплового расцепителя $I_{ном}$, А	Пределы регулирования номинального тока уставки теплового расцепителя, А	Ток срабатывания электромагнитного расцепителя (отсечка) $I_{ср}$, А
	АП50Б-2МТ, АП50Б-3МТ		
	АП50Б-2МТ, АП50Б-3МТ	АП50Б-2М; АП50Б-3М	
	1,6	1—1,6	Токи отсечки могут быть предусмотрены на 3,5 $I_{ном}$, 8 и 11 $I_{ном}$
	2,5	1,6—2,5	
	4	2,5—4	
	6,4	4—6,4	
	10	6,4—10	
	16	10—16	
	25	16—25	
	40	25—40	
	50	40—50	
	63	50—63	

Примечания: 1. АП50Б-2, АП50Б-3 (автоматы без расцепителей). 2. Цифры 2 и 3 в марке автомата соответствуют числу полюсов.

В ближайшее время электропромышленность начнет осваивать выпуск автоматических выключателей серий ВА51 и ВА52, которые предназначаются для работы в электрических установках постоянного (до 440 В) и переменного (до 660 В) токов. Выключатели выполняются одного типоразмера и отличаются между собой исполнением для стационарной или выдвижной установки и по техническим данным встраиваемых расцепителей. Выключатели встраиваются в комплектные устройства для защиты электрических цепей от токов перегрузки, короткого замыкания, недопустимых снижений напряжения, защиты, пуска и отключений асинхронных электродвигателей и для оперативных включений и отключений указанных цепей с частотой до 30 вкл./ч.

Некоторые технические данные выключателей серий ВА51 и ВА52 приведены в табл. 14.5.

§ 14.3. Магнитные пускатели

Магнитные пускатели представляют собой трехполюсные контакторы переменного тока, в которых дополнительно встроены два тепловых реле защиты, включенных последовательно в две фазы главной цепи двигателя. Магнитные пускатели предназначены для управления (пуска, остановки и реверса) трехфазных асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором мощностью до 75 кВт, а также для защиты их от перегрузок. Иногда магнитные

Таблица 14.5

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, А	Число полюсов	Исполнение по виду максимальных расцепителей тока		Ряд номинальных токов тепловых максимальных расцепителей, А
			количество электромагнитных расцепителей	количество тепловых максимальных расцепителей	
BA5129	63	1	1	—	6,3; 8,0; 10; 12,5 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63
			1	1	
BA5131	100	2	2	—	16; 20; 25; 31,5; 40; 63; 80; 100
			2	2	
3		3	—		
		3	3		
		3	3		
		3	—		
		3	3		
		3	3		
BA51Г31					
BA5231					
BA52Г31					
BA5133	160	2	2	—	80; 100; 125; 160
			2	2	
3		3	—		
		3	3		
		3	3		
		3	—		
		3	3		
		3	3		
BA51Г33					
BA5233					
BA52Г33					

Примечания: Структура условного обозначения $ВАХ_1X_2X_3—XX_4X_5X_6X_7X_8$: $ВА$ — выключатель автоматический; X_1 — серия (51 — нетокоограничивающий; 52 — токоограничивающий); X_2 — наличие буквы Г — для выключателей, предназначенных для защиты электродвигателей; X_3 — номинальный ток (29—63 А, 31—100 А, 33—160 А); XX_4 — число полюсов и количество максимальных расцепителей тока по зоне защиты: первая цифра: 1—1 полюс с расцепителем в одном полюсе, 2—2 полюса с расцепителями в двух полюсах, 3—3 полюса с расцепителями в трех полюсах; вторая цифра: 2 — расцепитель в зоне токов короткого замыкания; 4 — расцепитель в зонах токов перегрузки и короткого замыкания (одинаковое количество); X_5 — дополнительные расцепители и свободные контакты (00 — без дополнительных расцепителей и свободных контактов); X_6 — вид привода и способ установки выключателя (1 — ручной привод, стационарное исполнение; 3 — электромагнитный привод, стационарное исполнение, 5 — ручной привод, выдвижное исполнение); X_7 — дополнительные механизмы (0 — отсутствуют; 6 — устройство блокировки положения «отключено»); X_8 — регулировка номинального тока теплового расцепителя (Р — с регулировкой; 0 — без регулировки).

Регулировка минимального тока тепловых расцепителей производится от 0,8 до номинального.

пускатели используют для включения и отключения некоторых электроустановок, требующих дистанционного управления (наружное и аварийное освещение, автоматизированные приводы и т. п.). Магнитные пускатели могут быть и без тепловой защиты.

Принципиальная электрическая схема управления асинхронным трехфазным двигателем с помощью пускателя показана на рис. 14.4. Для управления электродвигателем на расстоянии применяют станции управления (кнопки управления). При нажатии кнопки «Пуск» создается замкнутая электрическая цепь управления: фаза В, кнопки управления

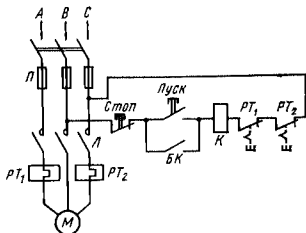


Рис. 14.4. Принципиальная электрическая схема управления асинхронным трехфазным двигателем с помощью пускателя магнитного

«Стоп» и «Пуск», контакты тепловых реле $РТ_1$, $РТ_2$ и фаза С. В обмотке тяговой катушки K появляется ток, и катушка притянет якорь, при этом главные контакты $Л$ в силовой цепи электродвигателя замкнутся. Одновременно в цепи управления замкнется блок-контакт $БК$. В результате двигатель M получит напряжение и начнет вращаться. Кнопку «Пуск» можно отпустить, так как замкнувшийся блок-контакт $БК$ шунтирует ее.

Остановка двигателя осуществляется нажатием кнопки «Стоп». При этом размыкается цепь катушки K , что приводит к отключению главных контактов $Л$ в цепи двигателя.

Для электродвигателей реверсивных (меняющих направление вращения) применяют реверсивный магнитный пускатель, в котором встроены два трехполюсных контактора: один — для пуска двигателя «вперед», другой — для пуска «назад».

Защита электродвигателя от перегрузок осуществляется тепловыми реле, которые надежно защищают электродвигатель и питающую линию от перегрузки, но не обеспечивают защиты от коротких замыканий.

Объясняется это тем, что реле имеет большую тепловую инерцию. При коротком замыкании ток может повредить провода цепи раньше, чем сработает реле. Кроме того, контакты магнитных пускателей не рассчитаны на отключение токов короткого замыкания. Поэтому при использовании магнитных пускателей с тепловыми реле для защиты от перегрузок необходимо дополнительно устанавливать и плавкие предохранители или автоматы с электромагнитными расцепителями для защиты от коротких замыканий.

Магнитный пускатель отключает электродвигатель от сети при исчезновении напряжения или понижении его на 30—40% от номинального.

Пускатели классифицируются по номинальному току главной цепи; назначению (нереверсивные, реверсивные); защищенности (открытое без кожуха исполнение IP00, в кожухе IP54); наличию тепловых реле (без реле, с реле); наличию кнопок управления и сигнальной лампы, встроенной в кожух пускателей; числу контактов вспомогательной цепи; области применения (для частых и нечастых включений).

Находящиеся в эксплуатации и действующих установках магнитные пускатели серии ПМЕ и ПАЕ, снятые с производства, постепенно заменяются более совершенными пускателями серии ПМЛ. Для защиты управляемых электродвигателей от перегрузок недопустимой продолжительности обрыва одной из фаз пускатели серии ПМЛ снабжаются трехполюсными тепловыми реле серии РТЛ.

В зависимости от номинального тока главной цепи пускатели делят на семь значений: 10; 25; 40; 63; 80; 125; 200 А.

Пускатели изготавливаются в открытом и защищенном исполнении.

Пускатели в открытом исполнении используют для установки на панелях, пультах и в шкафах станций управления. В помещениях с нормальными условиями среды используют пускатели в защищенном исполнении, которые устанавливают около управляемых электродвигателей.

Трехфазные магнитные пускатели серии ПМЛ приведены в табл. 14.6.

В табл. 14.7 приведены данные тепловых реле РТЛ, встраиваемых в пускатели ПМЛ.

Габаритные размеры пускателя	Номинальный ток, А	Число и исполнение контактов вспомогательной цепи	Тип в зависимости от исполнения степени защиты пускателя				
			IP00	IP54			
				без кнопок	без кнопок	с кнопками «Пуск» и «Стоп»	с кнопками «Пуск» и «Стоп» и сигнальными лампами
нереверсивное							
1	10	0—1 _з 1—1 _р	ПМЛ-110Х	ПМЛ-110Х	ПМЛ-112Х ПМЛ-122Х	ПМЛ-113Х ПМЛ-123Х	
2	25	0—1 _з 1—1 _р	ПМЛ-210Х	ПМЛ-210Х	ПМЛ-212Х ПМЛ-222Х	ПМЛ-213Х ПМЛ-223Х	
3	40	0—(1 _з +1 _р)	ПМЛ-310Х	ПМЛ-310Х	ПМЛ-312Х ПМЛ-322Х	ПМЛ-313Х ПМЛ-323Х	
4	63	0—(1 _з +1 _р)	ПМЛ-410Х	ПМЛ-410Х	ПМЛ-412Х ПМЛ-422Х	ПМЛ-413Х ПМЛ-423Х	
5	80	0—(1 _з +1 _р) 1—(2 _з +2 _р) 2—(3 _з +3 _р) 3—(3 _з +1 _р) 4—(5 _з +1 _р)	ПМЛ-510Х	ПМЛ-510Х	ПМЛ-512Х ПМЛ-522Х	ПМЛ-513Х ПМЛ-523Х	
6	125	4—(5 _з +1 _р)	ПМЛ-610Х	ПМЛ-610Х	ПМЛ-612Х ПМЛ-622Х	ПМЛ-613Х ПМЛ-623Х	
7	200	4(5 _з +1 _р)	ПМЛ-710Х	ПМЛ-710Х	ПМЛ-712Х ПМЛ-722Х	ПМЛ-713Х ПМЛ-723Х	

Примечание. Структура условного обозначения ПМЛ—XXXX: ПМЛ — пускатели электромагнитные; первая буква X — габариты пускателя (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7); вторая буква X — исполнение пускателей по назначению и наличию теплового реле (1 — нереверсивный без теплового реле; 2 — нереверсивный с тепловым реле; 3 — реверсивный без теплового реле; 4 — реверсивный с тепловым реле); третья буква X — исполнение пускателя по степени защиты и наличию кнопок (0 — IP00 без кнопок; 1 — IP54 с кнопкой «Реле», возвращающая реле в рабочее положение после его срабатывания; 2 — IP54 с кнопками «Пуск» и «Стоп»; 3 — IP54 с кнопками «Пуск» и «Стоп» и сигнальной лампой); четвертая буква X — исполнение пускателей по числу и исполнению контактов (з — замыкающих и р — размыкающих) в вспомогательной цепи: 0—1, для 1 и 2 значений, 1_з+1_р для 3—7 значений; 1—1_р для 1 и 2 значений и 2_з+2_р для 5—7 значений; 2—3_з+3_р 3—3_з+1_р; 4—5_з+1_р); IP00 — открытое незащищенное; IP54 — пыле- и влагозащищенное.

Таблица 14.7

Номинальный ток пускателя, А	Тип реле	Номинальный ток реле, А	Максимальный ток продолжи- тельного режи- ма, А	Пределы регули- рования тока срабатывания, А	Номинальный ток пускателя, А	Тип реле	Номинальный ток реле, А	Максимальный ток продолжительного режима, А	Пределы регули- рования тока сра- батывания, А
10	РТЛ	25	0,17 0,26 0,4	0,1—0,17 0,16—0,26 0,24—0,4	40	РТЛ	80	25 32 40	18—25 23—32 30—40
			0,65 1 1,6 2,6	0,38—0,65 0,61—1 0,95—1,6 1,5—2,6	63	РТЛ		40 50 57 66	30—40 38—50 47—57 54—66
			4,0 6,0	2,4—4,0 3,8—6,0	80	РТЛ		66 80	54—66 63—80
			8,0 10	5,5—8,0 7,0—10	125	РТЛ		80	63—80
25	РТЛ		10 14	7,0—10 9,5—14		РТЛ	200	105 125	75—105 95—125
			19 25	13—19 18—25	200	РТЛ		125 160 200	95—125 120—160 150—200

§ 14.4. Требования, предъявляемые к защите осветительных и силовых сетей

Для защиты проводов и кабелей от повышенного нагрева каждый участок сети снабжается защитным аппаратом, обеспечивающим отключение аварийного участка при увеличении токовой нагрузки сверх длительно допустимой.

Все осветительные и силовые сети независимо от способа их прокладки должны быть защищены от токов короткого замыкания, а некоторые из них согласно ПУЭ — и от токов перегрузки, создаваемых потребителями электроэнергии. К таким сетям относятся: а) сети внутри помещений, выполненные открыто проложенными незащищенными изолированными проводниками с горючей оболочкой; б) осветительные сети в жилых или общественных зданиях, торговых помещениях, служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, включая сети для бытовых и переносных элект-

роприемников (утюги, чайники, плитки, комнатные холодильники, пылесосы, стиральные и швейные машины), выполненные защищенными проводами, проложенными в трубах, в несгораемых строительных конструкциях зданий и т. д.; в) осветительные сети независимо от способа их прокладки в пожароопасных помещениях; г) силовые сети в жилых и общественных зданиях, в торговых помещениях и на предприятиях (только тогда, когда по условиям технологического процесса или режима работы сети может возникнуть длительная перегрузка проводов и кабелей); д) все сети (осветительные и силовые) независимо от способа их прокладки и режима работы во взрывоопасных помещениях.

Аппараты, установленные в электрической сети для защиты проводников от токов к. з. и токов перегрузки, должны отключать участок сети, как только ток на нем достигнет предельного значения для данного сечения проводника.

Аппараты защиты, последовательно включенные в цепь сети, должны отключать отдельные участки сети селективно (избирательно). Проверку на селективность отключения производят по типовым время-токовым характеристикам применяемых защитных аппаратов и расчетных токов к. з.

Для обеспечения надежного и быстрого отключения аварийного участка сети выбранные аппараты защиты проверяют на токи к. з. в конце защищаемого участка сети. При этом расчетный ток однофазного к. з. должен превышать не менее чем в три раза номинальный ток плавкой вставки предохранителя или расцепителя автоматического выключателя, имеющего обратную зависимость от тока характеристику.

§ 14.5. Выбор номинальных токов плавких вставок предохранителей, расцепителей автоматов и реле магнитных пускателей

Основным требованием для выбора номинальных токов плавких вставок предохранителей или расцепителей автоматических выключателей является необходимость, чтобы их номинальные токи были равны или несколько больше максимальных расчетных токов электроприемников или на защищаемых ими участках сети:

$$I_{нс} \geq I_{\max}, \quad (14.1)$$

$$I_{расц} \geq I_{\max}. \quad (14.2)$$

Выбор плавких вставок предохранителей. При защите ответвления к одиночному асинхронному электродвигателю или линии, питающей группу электродвигателей, в момент пуска возникают пусковые токи, значительно превышающие номинальные. Поэтому выбор плавких вставок предохранителей производится с учетом двух условий.

1. При защите отсечения к одиночному электродвигателю в соответствии с выражением (14.1)

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{ном д}}, \quad (14.3)$$

где $I_{\text{ном д}}$ — номинальный ток электродвигателя, А.

При защите линии, питающей группу электродвигателей или смешанную нагрузку (электродвигатели и другие электроприемники),

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{тах}}, \quad (14.4)$$

где $I_{\text{тах}}$ — максимальный расчетный ток группы электродвигателей или смешанной нагрузки, А.

2. Плавкая вставка должна надежно выдерживать кратковременные пики тока, вызванные пусками электродвигателей с короткозамкнутым ротором и другими эксплуатационными режимами сети. Исходя из этого, ток плавкой вставки предохранителя определяют из выражения

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{пик}}/\alpha, \quad (14.5)$$

где $I_{\text{пик}}$ — пиковый (максимальный кратковременный) ток, А; $\alpha = 2,5$ для легких условий пуска (редкие пуски или длительность разгона не более 2 с; например электродвигатели станков, вентиляторов, насосов и т. п.); $\alpha = 1,6 \div 2$ для тяжелых условий пуска (частые пуски или длительность разгона более 2,5 с; например электродвигатели кранов, центрифуг, дробилок, лифтов и т. п.).

Для отсечения к одиночному электродвигателю

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{пик}}/\alpha = I_{\text{пуск}} \cdot \alpha = I_{\text{ном д}} K_f / \alpha; \quad (14.6)$$

здесь K_f — коэффициент кратности пускового тока электродвигателя.

Для линии, питающей небольшое количество электродвигателей ($n = 2 \div 5$) или многодвигательный привод (кран-балка, станок), $I_{\text{пик}}$ определяют по выражению (12.45).

Для линии, питающей большое количество электродвигателей, или смешанной нагрузки (электроприемников $n > 5$) $I_{\text{пик}}$ находят по выражению (12.46).

При одновременном пуске нескольких электродвигателей пусковой ток равен сумме пусковых токов этих двигателей.

Номинальный ток плавкой вставки выбирают по наибольшему значению, определяемому по двум условиям.

Номинальный ток плавкой вставки для защиты отсечения к сварочному аппарату выбирают, если отсечение выполнено алюминиевыми проводами сечением 10 мм² и меньше по формуле (14.1), а при сечениях больше 10 мм² по формуле

$$I_{\text{вс}} \geq 1,2 I_{\text{ном пв}} \sqrt{P_B}, \quad (14.7)$$

где $I_{\text{ном пв}}$ — номинальный ток сварочного аппарата при номинальной продолжительности включения, А.

Для защиты линии, питающей компенсационную конденсаторную установку, номинальный ток плавкой вставки (А)

$$I_{\text{вс}} \geq 1,6 I_{\text{кв}} \geq 1,6 Q_{\text{кв}} \cdot 10^3 / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}), \quad (14.8)$$

где $Q_{\text{кв}}$ — мощность компенсационной установки, квар; $U_{\text{ном}}$ — номинальное линейное напряжение, В.

3. Для защиты линий с лампами накаливания и люминесцентными лампами

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{мах}}, \quad (14.9)$$

где $I_{\text{мах}}$ — максимальный расчетный ток осветительной линии, А

В линиях с лампами ДРЛ при кратности пускового тока 2,25—3 и его длительности 60—90 с номинальный ток плавкой вставки определяется как

$$I_{\text{вс}} \geq 1,2 I_{\text{мах}}. \quad (14.10)$$

При применении для защиты инерционных предохранителей (плавкая вставка выполнена из свинца и его сплавов) номинальный ток плавкой вставки вне зависимости от характера нагрузки, подключенной к защищаемой линии, выбирают по максимальному расчетному току, так как плавкая вставка, обладая большой теплоемкостью, не перегорает даже при больших пусковых токах:

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{мах}}. \quad (14.11)$$

По расчетным значениям $I_{\text{вс}}$ выбирают тип предохранителя и плавкую вставку согласно шкале стандартизованных значений номинальных токов плавких вставок.

Выбор тепловых и комбинированных расцепителей автоматических выключателей. Формулы для выбора тепловых и комбинированных расцепителей и нерегулируемой и регулируемой обратно-зависимой от тока характеристикой для защиты электроприемников в осветительных и силовых сетях приведены в табл. 14.8.

При защите конденсаторной установки автоматическим выключателем последний должен иметь комбинированный расцепитель, обеспечивающий защиту от перегрузки и максимальную защиту.

Установка расцепителя максимального тока (отсечка)

$$I_{\text{уст0}} \geq \frac{1,3 Q_{\text{кв}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}. \quad (14.12)$$

Не рекомендуется устанавливать на ответвлении к короткозамкнутому электродвигателю автомат, имеющий только электромагнитный расцепитель, так как это увеличивает сечение проводов по сравнению с установкой автомата с комбинированными расцепителями.

При защите одиночного электродвигателя или линии, питающей группу электродвигателей, автоматом с тепловым и электромагнитным расцепителями последний во избежание отключения при пуске

электродвигателя (при кратности пускового тока 6 и более) проверяют на срабатывание по формуле

$$I_{уст0} \geq 1,25 I_{лик} \quad (14.13)$$

Для одиночных электродвигателей $I_{лик} = I_{пуск д.}$

Таблица 14.8

Вид расцепителя	Расчетные формулы				
	Осветительные сети			Силовые сети	
	лампы накаливания	люминесцентные лампы	лампы ДРЛ, ДРИ	линии к одиночным электроприемникам	линии к группам электроприемников
Автоматический выключатель с нерегулируемой и регулируемой обратной зависимостью от тока характеристикой с тепловым расцепителем	$I_{расц} \geq I_{мах}$	$I_{расц} \geq I_{мах}$	$I_{расц} \geq 1,3 I_{мах}$	$I_{расц} \geq 1,25 I_{ном}$	$I_{расц} \geq 1,1 I_{мах}$
То же, с комбинированным расцепителем: тепловой расцепитель электромагнитный расцепитель	$I_{расц} \geq I_{мах}$ —	$I_{расц} \geq I_{мах}$ —	$I_{расц} \geq 1,3 I_{мах}$ —	$I_{расц} \geq 1,25 I_{ном}$ $I_{уст во} \geq 1,2 I_{пуск}$	$I_{расц} \geq 1,1 I_{мах}$ $I_{уст во} \geq 1,2 \times$ $\times (I'_{пуск} + I'_{мах})$

Примечания: 1. При установке автоматических выключателей на линиях к силовым электроприемникам, не имеющим в своем составе электродвигателей, коэффициенты 1,25 и 1,1 не учитываются. 2. Формулы даны для автоматических выключателей с кратностью тока отсечки не менее 10. 3. Приведенные в таблице коэффициенты приняты с учетом аперiodической составляющей пускового тока.

Сечения проводов, выбранных по нагреву, должны проверяться в соответствии с ПУЭ, по условию соответствия выбранному аппарату защиты

$$I_{доп пр} \geq I_{за} K_z \quad (14.14)$$

где K_z — коэффициент защиты, характеризующий кратность допустимого длительного тока провода $I_{доп пр}$, по отношению к номинальному току трогания (срабатывания) защитного аппарата $I_{за}$.

Значения K_z определяют по табл. 14.9 в зависимости от принятого вида защиты, требований к ней, характера сети, изоляции проводов или кабелей и условий их прокладки.

Эти соотношения в сетях, защищаемых от токов перегрузки, часто оказываются решающими при выборе сечения проводов. Если расчетный ток провода $I_{пр}$, найденный по табл. 14.9, не совпа-

дает с данными таблиц допустимых токовых нагрузок, то ПУЭ разрешают принимать ближайший провод меньшего сечения. Однако допустимый ток провода при этом не должен быть меньше расчетного тока линии.

Таблица 14.9

Ток и тип защитного аппарата	Коэффициенты защиты K_z			
	сети, для которых защита от перегрузки обязательна			сети, не требующие защиты от перегрузки
	провода с резиновой и аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией		кабели с бумажной изоляцией	
	взрывопожароопасные помещения, жилые, торговые помещения и т. д.	невзрыво- и непожароопасные производственные помещения предприятий		
Номинальный ток плавкой вставки предохранителей	1,25	1,0	1,0	0,33
Ток уставки автоматического выключателя с максимальным мгновенно действующим расцепителем	1,25	1,0	1,0	0,22
Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратозависимой от тока характеристикой	1,0	1,0	1,0	1,0
Ток трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратозависимой от тока характеристикой	1,0	1,0	0,8	0,66

В сетях, защищаемых от токов перегрузки, а также для защиты групповых сетей освещения следует применять автоматы с тепловыми или комбинированными (тепловой и электромагнитный) расцепителями. Не рекомендуется в этих сетях использовать автоматы, имеющие только электромагнитный расцепитель мгновенного действия (отсечку).

Номинальные токи плавких вставок или тепловых расцепителей автоматов для защиты групповых линий освещения в любых зданиях не должны превышать 25 А.

Для жилых зданий они не должны превышать: 16 А — для групповой осветительной сети и штепсельных розеток квартир; 25 А — для питания бытовых электрических машин большой мощности (до 4 кВт) в квартирах с плитами на газовом или твердом топливе; 32 А — для питания бытовой стационарной электрической пли-

ты мощностью до 5,8 кВт и 40 А для электроплит мощностью до 8 кВт.

Тепловые реле магнитных пускателей выбирают по номинальному току по формуле

$$I_{тр} \geq 1,25 I_{номд} \tag{14.15}$$

§ 14.6. Распределительные пункты (шкафы, щиты) в осветительных и силовых сетях напряжением до 500 В переменного тока

Шкафы распределительные серии ШР-11 с плавкими предохранителями ПН2 и ППН2 предназначены для распределения электрической энергии и применяются в осветительных и силовых цепях трехфазного переменного тока.

В табл. 14.10 приведены некоторые данные шкафов серии ШР-11.

Таблица 14.10

Тип шкафа	Тип сборки	Вводной рубильник РБ на ток, А	Число трехфазных групп и номинальные токи, А, предохранителей отходящих линий	Тип шкафа	Тип сборки	Вводной рубильник РБ на ток, А	Число трехфазных групп и номинальные токи, А, предохранителей отходящих линий
ШР-11УЗ	П-401	250	5×60	ШР-11УЗ	П-410	400	4×60+ +4×100
ШР-11УЗ	П-402	250	2×60+ +3×100	ШР-11УЗ	П-412	400	8×100
ШР-11УЗ	П-403	400	5×100	ШР-11УЗ	П-413	400	6×100+ +2×250
ШР-11УЗ	П-404	250	3×60+ +2×100	ШР-11УЗ	П-422	400	3×100+ +2×200
ШР-11УЗ	П-408	250	8×60	ШР-11УЗ	П-424	400	4×60+ +2× ×100+ +2 200
ШР-11УЗ	П-409	400	6×60+ +2×100	ШР-11УЗ	П-425	400	2×60+ +2× ×100+ +4×200

Распределительные пункты серии ПР11 с автоматическими выключателями серий АЕ20 и А37 и распределительные пункты серии ПР24 с автоматическими выключателями серии А37 предназна-

ны для распределения электрической энергии в осветительных и силовых сетях.

В табл. 14.11 и 14.12 приведены отдельные распределительные пункты из серий ПР11 и ПР24, которые могут быть использованы учащимися при выполнении курсовых и дипломных проектов.

Таблица 14.11

Тип пункта			Выключа- тель ввода трехполюс- ный	количество выключае- лей линейных	
утепленный	навесной	напольный		однопо- люсных АЕ2034	трехполюс- ных АЕ2030
				до 25 А	
ПР11-1001- IP21Y3	ПР11-3001- IP21Y3	—	—	3	—
ПР11-1002- IP21Y3	ПР11-3002- IP21Y3	—	АЕ2046	3	—
ПР11-1003- IP21Y3	ПР11-3003- IP21Y3	—	—	6	—
ПР11-1004- IP21Y3	ПР11-3004- IP21Y3	—	АЕ2046	6	—
ПР-11-1009- IP21Y3	ПР11-3009- IP21Y3	—	—	12	—
ПР11-1010- IP21Y3	ПР11-3010- IP21Y3	—	АЕ2056	12	—
—	ПР11-3011- IP21Y3	—	—	4	—
—	ПР11-3025- IP21Y3	—	—	8	—
—	ПР11-3026- IP21Y3		А3726Ф	8	—
—	ПР11-3121- IP21Y3	ПР11-7121- IP21Y3	—	—	8-АЕ2056 до 100 А
—	ПР11-2122- IP21Y3	ПР11-7122- IP21Y3	А3736Ф	—	8-АЕ2056 до 100 А

Примечания. 1. Структура условного обозначения ПР11-XXXX-XX: ПР — распределительный пункт; 11 — номер разработки; X — конструктивное исполнение (1 — утепленное, 3 — навесное, 7 — напольное); XXX — номер схемы, XX — степень защиты. 2. ПР11-1001—1004, 1009 и 1010 имеют размеры 600×650××150 мм, а ПР11-1025 и 1026 — 800×650×150 мм.

Пункты напольные	Длительно допустимый ток пункта, А	Количество и типы выключателей		
		ввода	отходящих линий	
			А3716ФУЗ с расцепителями 16—160 А	А3716ФУЗ с расцепителями 16—80 А
способ монтажа внешних проводов		тип выключателей		
сверху и снизу проводами и кабелями с резиновой или пластмассовой изоляцией				
ПР24-7104-21УЗ	700	—	2	4
ПР24-7104-54УЗ	630	—	2	4
ПР24-7105-21УЗ	700	—	6	—
ПР24-7105-54УЗ	630	—	6	—
ПР24-7207-21УЗ	700	—	4	4
ПР24-7207-54УЗ	630	—	4	4
ПР24-7210-21УЗ	700	—	2	10
ПР24-7210-54УЗ	630	—	2	10
ПР24-7221-21УЗ	600	А3744С	2	6
ПР24-7221-54УЗ	550	А3744С	2	6

Примечание. Пункты ПР24-71 имеют размеры 1400×1000×300 мм, а ПР24-72 — 1700×1100×350 мм.

ГЛАВА 15

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ОСВЕТИТЕЛЬНОЙ И СИЛОВОЙ СЕТЕЙ

§ 15.1. Расчет осветительной сети

Пример 15.1. Произвести расчет питающей линии электрического освещения ремонтных цехов предприятия, питающиеся от распределительного щита 380/220 В КТП. Групповые щитки I; II; III питают светильники с люминесцентными лампами.

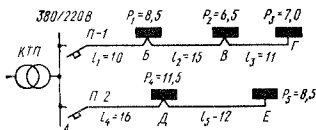


Рис 15.1. Схема к примеру 15.1

Кoeffициент мощности равен 0,95. Групповые щитки IV, V питают светильники типа ДРЛ, коэффициент мощности которых равен 0,57. В нагрузке P_1 и P_5 , указанной на групповых щитках освещения (рис. 15.1), учтены повышающие коэффициенты 1,2 для люминесцентных ламп и 1,1 для ламп ДРЛ. Питающие линии выполняются проводом марки АПВ, продолженным в стальных трубах. Длины участков указаны в метрах.

Решение Линия П I. Ток на головном участке А—Б

$$I_{\max} = \frac{\sum P \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi} = \frac{(8,5 + 6,5 + 7,0) \cdot 10^3}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,95} = 35,3 \text{ А.}$$

По $I_{\max}$ для четырех проводов марки АПВ, проложенных в стальной трубе, по табл. 7.2 принимаем сечение 10 мм^2 , $I_{\text{доп}} = 39 \text{ А}$. Номинальный ток теплового расцепителя автомата $I_{\text{расц}} \geq I_{\max}$. По табл. 14.2 принимаем автомат АЕ2046 на номинальный ток 63 А с номинальным током теплового расцепителя 40 А. Проверим принятое сечение из условий нагрева на соответствие защитному аппарату. Сеть защищается от к. з. ($K_3 = 1$ по табл. 14.9) $I_{\text{доп пров}} \geq K_3 I_{\text{расц}} = 1 \cdot 40 = 40 \text{ А}$. Как видно, условие не выполняется, так как $I_{\text{доп пров}}$ при сечении 10 мм^2 равен $39 \text{ А} < 40 \text{ А}$.

Можно было бы принимать провод сечением 16 мм^2 с $I_{\text{доп пров}} = 55 \text{ А}$, но, учитывая близость значений и примечание к табл. 14.9, можно оставить сечение 10 мм^2 . Следовательно, принимаем АПВ4(1×10). Производим расчет питающей линии на потерю напряжения:

$$\Sigma \Delta U \% = \Delta U_{A-B} \% + \Delta U_{B-B'} \% + \Delta U_{B'-Г} \%;$$

$$\Sigma \Delta U \% = \frac{P_1 l_1 + P_2 (l_1 + l_2) + P_3 (l_1 + l_2 + l_3)}{CS} =$$

$$= \frac{8,5 \cdot 10 + 6,5 \cdot 25 + 7 \cdot 36}{46 \cdot 10} = 1,1 \%.$$

Линия П-2

$$I_{\max} = \frac{20,0 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,57} = 53,6 \text{ А}.$$

Принимаем сечение провода 16 мм^2 , $I_{\text{доп пров}} = 55 \text{ А}$. Номинальный ток теплового расцепителя (см. табл. 14.2) $I_{\text{расц}} \geq I_{\max}$, $1,3 \cdot 53,6 = 69,7 \text{ А}$. Принимаем автомат АЕ2056 на номинальный ток 100 А с номинальным током теплового расцепителя 80 А. Проверим принятое сечение провода на соответствие защитному аппарату. Линия защищается только от к. з. ($K_3 = 1$ по табл. 14.9): $I_{\text{доп пров}} \geq K_3 I_{\max} = 1 \cdot 80 = 80 \text{ А}$.

Принятое сечение провода 16 мм^2 по нагреву не удовлетворяется, так как при сечении 16 мм^2 $I_{\text{доп пров}} = 55 \text{ А} < 80 \text{ А}$. По условию соответствия току защитного аппарата принимают сечение провода 35 мм^2 ; $I_{\text{доп пров}} = 85 \text{ А}$, тогда $85 \text{ А} > 80 \text{ А}$. Окончательно принимаем провод АПВ 4(1×35). Расчет питающей линии на потерю напряжения

$$\Sigma \Delta U = \frac{P_4 l_4 + P_5 (l_4 + l_5)}{CS} = \frac{11,5 \cdot 16 + 8,5 \cdot 28}{46 \cdot 35} = 0,26 \%.$$

§ 15.2. Расчет силовой сети

Пример 15.2. Произвести расчет ответвления от распределительного силового пункта к токарному станку, имеющему многодвигательный привод. Паспортные данные: главный двигатель привода АО2-52-4: $P_{\text{ном}} = 10 \text{ кВт}$; $I_{\text{ном}} = 19,4 \text{ А}$; $I_{\text{пуск}} = 136 \text{ А}$; вспомогательный двигатель АОЛ2-21-4: $P_{\text{ном}} = 1,1 \text{ кВт}$; $I_{\text{ном}} = 2,7 \text{ А}$; двигатель насоса охлаждения ПА-22: $P_{\text{ном}} = 0,125 \text{ кВт}$; $I_{\text{ном}} = 0,25 \text{ А}$.

Решение. Определяем суммарный расчетный максимальный ток:

$$I_{\max} = K_3 \Sigma I_{\text{ном}} = 19,4 + 2,7 + 0,25 = 22,3 \text{ А}.$$

Коэффициент загрузки K_3 принимаем равным единице.

Определяем пиковый ток: $I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск макс}} + \Sigma I_{\text{ном}} = 136 + 2,7 + 0,25 = 138,95 \text{ А}$.

По расчетному току 22,3 А по табл. 7.2 для трех проводов марки АПВ, проложенных в металлической трубе, принимаем сечение 4 мм^2 ; $I_{\text{доп пров}} = 28 \text{ А}$. Пусковая аппаратура для электродвигателей не выбирается, так как она поставляется комплектно со станком.

Защиту ответвления к станку осуществляем двумя вариантами — предохранителями и автоматическим выключателем. Станок питается от ШР-1,1 с предо-

хранителями ПН2: $I_{вс} \geq I_{ном} = 22,3 \text{ А}$; $I_{вс} \geq I_{пав}/\alpha = 138,95/2,5 = 55,5 \text{ А}$. Принимаем $I_{вс} = 60 \text{ А}$. Проверяем принятое сечение на соответствие номинальному току плавкой вставки. Ответвление защищается только от к.з. (по табл. 14.9 $K_3 = 0,33$): $I_{доп пров} = K_3 I_{вс} = 0,33 \cdot 60 = 19,8 \text{ А}$; $19,8 < 28 \text{ А}$.

Таким образом сохраняется сечение, выбранное из условий допустимого нагрева АПВ 3(1×4).

Станок питается от распределительного пункта ПР24, на котором имеется трехполюсный автоматический выключатель АЗ716ФУЗ с комбинированным расцепителем.

Определяем номинальный ток теплового расцепителя. По табл. 14.8 $I_{расц} = 1,25 I_{max} = 1,25 \cdot 22,3 = 27,9 \text{ А}$. Принимаем по табл. 14.3 $I_{расц} = 32 \text{ А}$. Проверяем на отстройку от пускового тока: $1,2 I_{пуск} < I_{уст.зо} \rightarrow 1,25 \cdot 138,95 = 183,7 < 630 \text{ А}$.

Определяем сечение проводов ответвления в зависимости от выбранного тока расцепителя. По (14.14) $I_{доп пров} \geq I_{расц} K_3 = 32/1 = 32 \text{ А}$. По табл. 7.2 принимаем сечение провода 6 мм^2 . Следовательно, сечение проводов к станку при защите автоматическим выключателем следует принять 6 мм^2 , т. е. АПВ3(1×6); $I_{доп пров} = 32 \text{ А}$.

Пример 15.3. Произвести расчет ответвления от распределительного шкафа ШР-11 с плавкими предохранителями к сварочному трансформатору СТН-500: $S_{пасп} = 32 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, $PВ_{пасп} = 0,65\%$. Трансформатор включен на линейное напряжение 380 В .

Решение. Номинальный ток при номинальном значении $PВ$:

$$I_{номПВ} = S_{ном}/U_{ном} = 32/0,38 = 84 \text{ А}.$$

По близости от сварочного трансформатора для возможности отключения его от сети и защиты от к.з. устанавливаем ящик типа ЯРВ21, в котором находятся двухполюсный рубильник с боковой рукояткой и два предохранителя типа ПН2.

Ток плавкой вставки по (14.7)

$$I_{вс} \geq 1,2 I_{номПВ} \sqrt{PВ_{ном}} = 1,2 \cdot 84 \sqrt{0,65} = 81 \text{ А}.$$

Принимаем $I_{вс} = 100 \text{ А}$. Устанавливаем ПН2 $\left(\frac{100}{100}\right)$.

Для выбора сечения проводов от ящика ЯРВ21 до сварочного трансформатора необходимо определить расчетный ток по (7.3):

$$I_{расч пров} = I_{ном пасп} \sqrt{PВ_{пасп}/0,875} = 84 \sqrt{0,65/0,875} = 77,3 \text{ А}.$$

Так как сварочный трансформатор передвижной, то для его питания от ЯРВ21 принимаем шланговый кабель с медными жилами типа КРПТ.

По расчетному току $77,3 \text{ А}$ из условий нагрева по таблице допустимых токовых нагрузок для двухжильного медного кабеля принимаем сечение 16 мм^2 ; $I_{доп каб} = 95 \text{ А}$. При этом $95 > 77,3 \text{ А}$.

Проверяем принятое сечение на соответствие номинальному току плавкой вставки. Ответвление защищается только от к.з. ($K_3 = 0,33$): $I_{доп каб} = K_3 I_{вс} = 0,33 \cdot 100 = 33 \text{ А}$; $33 < 95 \text{ А}$.

Таким образом сохраняется сечение, выбранное из условий нагрева. Принимаем КРПТ (2×16) + (1×10). Третья жила кабеля используется в качестве заземляющего проводника.

Для селективности защиты на ШР-11 на ответвление к трансформатору устанавливаем предохранители ПН2 с номинальным током плавкой вставки на одну ступень выше, чем в ЯРВ21. Принимаем ПН2 $\frac{250}{120}$. От ШР-11 до ЯРВ21 про-

кладываем провода марки АПВ в металлической трубе (труба используется в качестве заземляющего проводника). По расчетному току $77,3 \text{ А}$ для двух проводов марки АПВ по табл. 7.2 принимаем сечение 25 мм^2 , $I_{доп пров} = 85 \text{ А}$. Принимаем АПВ 2(1×25). Проверяем принятое сечение на соответствие номинальному току плавкой вставки: $I_{доп пров} = K_3 I_{вс} = 0,33 \cdot 120 = 39,6 < 85 \text{ А}$.

§ 15.3. Расчет электрической сети жилого здания

Пример 15.4. Произвести расчет одной линии, питающей квартиры в 16-этажном односекционном жилом доме. Квартиры оборудованы бытовыми электроплитами мощностью до 8 кВт. Напряжение сети 380/220 В. Защиту питающей линии выполнить автоматическими выключателями с комбинированными расцепителями. Провода марки АПВ проложены в стальных трубах и каналах строительных конструкций. Остальные исходные данные приведены на рис. 15.2.

Решение. К рассматриваемой питающей линии квартир подключены 64 квартиры; каждая из 48 квартир имеет общую площадь до 55 м², а каждая из 16 квартир – 65 м². Определяем расчетную нагрузку на питающей линии с учетом повышающего коэффициента для квартир общей площадью более 55 м² (в домах с электроплитами на каждый квадратный метр дополнительной площади свыше 55 м² $P_{уд\text{ кв}}$ увеличивается на 0,5%). Расчетную удельную нагрузку $P_{уд\text{ кв}}$ принимаем по табл. 13.1 (с интерполяцией): $P_{кв} = 1,28 \cdot 48 + 1,28 \cdot 1,05 \times 16 = 83,0$ кВт. Определяем расчетный ток:

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{кв}} \cdot 10^3}{\sqrt{3U} \cos \varphi} = \frac{83,6 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,98} = 128,7 \text{ А.}$$

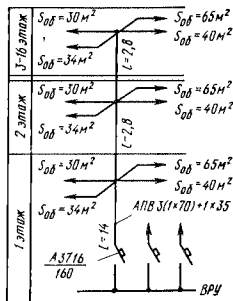


Рис. 15.2. Схема к примеру 15.4

В домах с электроплитами $\cos \varphi = 0,98$.

Для защиты питающей линии на ВРУ устанавливаем автоматический выключатель АЗ716ФУЗ с комбинированными расцепителями на номинальный ток 160 А.

Определяем ток теплового расцепителя: $I_{\text{расч}} \geq I_{\text{расч}} = 128,7$ А. Принимаем ток теплового расцепителя 160 А.

По расчетному току 128,7 А по табл. 7.2 для трех проводов марки АПВ, проложенных в каналах, предварительно выбираем сечение 50 мм² ($I_{\text{доп пров}} = 130$ А).

Проверяем принятое сечение проводов на соответствие току защитного аппарата. Линия защищается от перегрузки. По табл. 14.3 $I_{\text{доп пров}} \geq K_{\text{эл}} I_{\text{расч}} = 130 < 160$ А.

Следовательно, сечение фазных проводов, выбранное по расчетному току линии, не удовлетворяет условию соответствия току защитного аппарата. Принимаем сечение фазных проводов 70 мм² ($I_{\text{доп пров}} = 160$ А) и сечение нулевого провода 35 мм². Общая запись АПВ 3(1x70) + 1x35. Производим расчет питающей сети на потерю напряжения от ВРУ до наиболее удаленного ввода в квартиру:

$$\Delta U_{\text{л}} \% = \frac{P_{\text{кв}} \left(L + \frac{L \cdot 15}{2} \right)}{CS} = \frac{83 \left(14 + \frac{2,8 \cdot 15}{2} \right)}{46 \cdot 70} = 0,91.$$

Если принять потерю напряжения в групповой сети общего освещения квартиры 0,9%, то суммарная потеря напряжения от ВРУ

$$\sum \Delta U_{\text{л}} \% = \Delta U_{\text{л}} \% + \Delta U_{\text{кв}} \% = 0,91 + 0,9 = 1,81 \%$$

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ§ 16.1. Последствия повышенного потребления
реактивной мощности электроприемниками

На электрических станциях генераторы электрической энергии вырабатывают одновременно активную и реактивную мощности, передаваемые по электрической сети потребителям. Одна часть потребителей-электроприемников для своей работы потребляет из сети чисто активную мощность (электрические лампы накаливания, нагревательные приборы, печи сопротивления и т. п.). У этих электроприемников ток совпадает по фазе с приложенным напряжением. Другая их часть, с наличием в цепи индуктивного сопротивления, в процессе работы потребляет не только активную, но и реактивную мощность, необходимую для создания электромагнитных полей (электродвигатели, сварочные и силовые трансформаторы и т. д.). У этих электроприемников ток отстает от приложенного напряжения на некоторый угол φ , называемый углом сдвига фаз. Косинус этого угла ($\cos \varphi$) называют коэффициентом мощности цепи.

Для линий трехфазного тока активная мощность (кВт)

$$P_a = \sqrt{3} UI \cos \varphi. \quad (16.1)$$

Реактивная мощность (квар)

$$Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi \text{ или } Q = P_a \operatorname{tg} \varphi, \quad (16.2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ — коэффициент реактивной мощности цепи;

$$\operatorname{tg} \varphi = Q/P_a. \quad (16.3)$$

Средневзвешенный коэффициент реактивной мощности определяется по показаниям счетчиков активной и реактивной энергий за определенный период времени (час, смену, сутки, месяц, квартал, год) из соотношения

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{срв}} = W_p / W_a. \quad (16.4)$$

По значению $\operatorname{tg} \varphi_{\text{срв}}$ по тригонометрическим таблицам можно определить значение $\cos \varphi_{\text{срв}}$.

Из выражения (16.3) видно, что коэффициент реактивной мощности в отличие от коэффициента мощности $\cos \varphi$ является более показательным для оценки реактивной составляющей нагрузки, так как он непосредственно выражает значение реактивной мощности в долях активной мощности.

Из выражений (16.1) и (16.2) также видно, что с уменьшением угла сдвига фаз φ значение $\cos \varphi$ возрастает и при тех же действующих значениях напряжения и тока активная мощность P_a возрастает.

тает, приближаясь к максимальной величине, в то время как реактивная мощность, уменьшаясь (значение $\sin \varphi \rightarrow 0$), приближается к нулю.

При увеличении угла сдвига фаз φ активная мощность при тех же значениях напряжения и тока уменьшается, а реактивная увеличивается. В этом случае при той же потребляемой активной мощности ток в сети возрастает.

Полная мощность ($\text{kB} \cdot \text{A}$), отдаваемая генератором в электрическую сеть при номинальных условиях работы, определяется выражением

$$S_{\text{г ном}} = \sqrt{P_{\text{а г ном}}^2 + Q_{\text{р г ном}}^2}, \quad (16.5)$$

где $P_{\text{а г ном}}$ — номинальная активная мощность генератора при номинальном значении коэффициента мощности, кВт; $Q = P_{\text{а г ном}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{г ном}}$ — реактивная мощность, квар ($\operatorname{tg} \varphi_{\text{г ном}}$ соответствует номинальному значению коэффициента реактивной мощности генератора).

Из выражения (16.5) видно, что с увеличением потребления реактивной мощности генератор должен вырабатывать ее сверх номинального значения, а для сохранения номинальной полной мощности генератора активная нагрузка должна быть снижена. Это приводит к тому, что все звенья электрической сети загружаются дополнительной реактивной мощностью, пульсирующей все время между источником питания и электроприемниками. Ток во всех звеньях сети при том же значении потребляемой активной мощности возрастает. Дополнительная загрузка генераторов на электрических станциях, силовых трансформаторов и сетей реактивной составляющей тока $I \sin \varphi$ (при той же передаваемой активной мощности) приводит к непроизводительному использованию полной мощности источников питания. Это вызывает дополнительные затраты на увеличение пропускной способности всей системы электроснабжения, т. е. на сооружение более мощных электростанций, подстанций, увеличение сечений проводов сетей, а также дополнительные эксплуатационные расходы. Кроме того, при увеличении тока в сети возникают дополнительные потери напряжения, вызывающие понижение напряжения у потребителей, удаленных от источника питания, что приводит к увеличению стоимости средств регулирования напряжения. Увеличение тока также влечет за собой увеличение потерь мощности и энергии на нагревание проводов сетей и обмоток электрических машин.

Таким образом, отрицательные последствия повышенного потребления электроприемниками реактивной мощности можно уменьшить, снижая потребление реактивной мощности до минимальных значений. Так, например, для электроустановок небольшой мощности, присоединенных к действующим сетям 6—10 кВ, ПУЭ рекомендуют выполнить полную компенсацию реактивной мощности в распределительных сетях напряжением до 1000 В.

§ 16.2. Мероприятия по уменьшению потребления реактивной мощности электроприемниками

Наибольшими потребителями реактивной мощности являются асинхронные электродвигатели, сварочные и силовые трансформаторы, индукционные печи, газоразрядные лампы и др. Примерно около 65% от общего баланса реактивной мощности, потребляемой промышленными предприятиями от энергосистем, приходится на асинхронные электродвигатели, 20% — на трансформаторы.

Между значением реактивной мощности, вырабатываемой генераторами электрических станций, включенных в систему, и значением реактивной мощности, потребляемой потребителями, должен существовать баланс. Нарушение этого баланса за счет увеличенного потребления реактивной мощности приводит к отрицательным последствиям. Поэтому очень важной задачей является резкое снижение потребления реактивной мощности, особенно в часы максимальных нагрузок системы и потребителя.

Снижение потребления реактивной мощности осуществляют двумя способами — *естественным и искусственным*.

Для снижения потребления реактивной мощности электроприемниками естественным путем используется группа мероприятий, к числу которых относятся следующие.

Замена электродвигателей, работающих с недогрузкой или перегрузкой, на электродвигатели меньшей и большей мощности. При номинальных нагрузках и напряжении асинхронный электродвигатель потребляет из сети номинальную реактивную мощность. В этом режиме электродвигатель работает с наилучшими энергетическими показателями. При этом значение коэффициента мощности имеет наибольшее значение.

При недогрузке электродвигателя потребляемая им из сети активная мощность уменьшается пропорционально механической нагрузке на валу, в то время как реактивная мощность вследствие незначительного изменения намагничивающего тока практически остается постоянной. Перегруженные асинхронные электродвигатели вследствие увеличения потоков магнитного рассеивания увеличивают потребление реактивной мощности.

Для снижения потребления реактивной мощности достаточно заменить слабо загруженные асинхронные электродвигатели электродвигателями меньшей мощности, необходимой для проводимого механизма. Это целесообразно делать в том случае, если электродвигатель содержит значительный запас мощности. Однако необходимо учитывать, что иногда такая замена может привести к увеличению потерь активной мощности в электродвигателе и в сети. При нагрузке электродвигателя менее чем на 45% от его номинальной мощности замена его электродвигателем меньшей мощности всегда оправдана. При нагрузке электродвигателя в пределах 45—70% от номинальной мощности целесообразность его замены опре-

деляется технико-экономическим расчетом. При загрузке больше чем на 70% замена нерентабельна.

Понижение напряжения у малозагруженных электродвигателей. Практика показала, что снижение напряжения на выводах обмоток статора малозагруженного асинхронного электродвигателя (не выше 45%) уменьшает потребление реактивной мощности. Кроме того, уменьшаются потери активной мощности, а это повышает КПД двигателя. Снижать напряжение у таких электродвигателей можно переключением обмоток с треугольника на звезду. При этом напряжение на концах каждой фазы обмотки статора уменьшается в $\sqrt{3}$ раз, а так как вращающий момент пропорционален квадрату приложенного напряжения, то активная мощность уменьшается в три раза. Поэтому при переключении обмотки статора с треугольника на звезду необходимо учитывать пусковые условия приводимого электродвигателем механизма. В связи с введением в ГОСТ напряжения 660 В и выпуском электродвигателей на напряжение 660/380 В переключение возможно при работе их в сети с номинальным напряжением 380 В. Для электродвигателей напряжением 380/220 В при работе в сети 380 В переключение с треугольника на звезду не применимо.

Ограничение холостого хода работающих электродвигателей. Учитывая, что при холостом ходе электродвигатель потребляет наибольшую реактивную мощность, при длительности холостого хода 10 с и более на время паузы надо отключать его от сети. Когда периоды работы на станках и механизмах периодически чередуются с межоперационными паузами, устанавливают автоматические ограничители холостого хода (автоматическое отключение и включение электродвигателя). Этим значительно уменьшаются потребление реактивной мощности и непроизводительный расход электроэнергии.

Правильный выбор электродвигателей по мощности и по типу. Электродвигатели с короткозамкнутым ротором вследствие меньших значений индуктивного сопротивления рассеивания имеют более высокий коэффициент мощности, чем электродвигатели с фазным ротором. Электродвигатели открытого типа, обладающие лучшими условиями охлаждения, по сравнению с закрытыми электродвигателями имеют лучшие энергетические показатели и при той же мощности и частоте вращения могут нести большую активную нагрузку. Поэтому для снижения реактивной мощности следует применять электродвигатели не с фазным, а с короткозамкнутым ротором и устанавливать их в открытом или защищенном исполнении, если это допускается по условиям окружающей среды.

Повышение качества ремонта электродвигателей. На энергетические показатели электродвигателей большое влияние оказывает качество их ремонта. Например, при износе подшипников, чтобы ротор двигателя при вращении не задевал за статор, вместо ремонта иногда делают обточку ротора, тем самым увеличивая зазор

между статором и ротором. Это увеличивает намагничивающий ток, а следовательно, и потребление реактивной мощности. Иногда при перемотке электродвигателя неправильно подбирают сечение провода или не заполняют пазы электродвигателя соответствующим количеством проводов по сравнению с фабричной обмоткой. В результате после ремонта электродвигатель значительно увеличивает потребление реактивной мощности.

Отключение малозагруженных силовых трансформаторов с переводом нагрузки на другие трансформаторы. В часы малых нагрузок (во время ночных смен и в часы обеденных перерывов) напряжение на вторичной стороне силовых трансформаторов и в сети повышается. Повышение напряжения на зажимах работающих электродвигателей увеличивает намагничивающий ток и реактивную мощность. Своевременное отключение малозагруженных силовых трансформаторов (менее чем на 30% от номинальной мощности) с переводом нагрузки на другие трансформаторы снижает потребление реактивной мощности.

Применение для освещения газоразрядных ламп ДРЛ, ДРИ и люминесцентных, имеющих в цепи индуктивное сопротивление (дрессель), при отсутствии компенсирующих устройств, особенно у ламп ДРЛ и ДРИ (коэффициент мощности $\approx 0,5 \div 0,6$), значительно увеличивает потребление реактивной мощности.

Для снижения потребления реактивной мощности люминесцентные лампы применяют с пускорегулирующими аппаратами, обеспечивающими коэффициент мощности не ниже 0,9, а для ламп ДРЛ и ДРИ применяют групповую и индивидуальную компенсацию реактивной мощности.

Все рассмотренные мероприятия по снижению потребления реактивной мощности должны планомерно осуществляться на предприятиях, тем более что они, как правило, не требуют значительных затрат.

§ 16.3. Компенсация реактивной мощности с помощью специальных компенсирующих устройств

Значительное снижение потребления реактивной мощности естественными методами невозможно, поэтому в дополнение к естественным мероприятиям применяют искусственные методы компенсации реактивной мощности.

Наглядное представление о сущности компенсации реактивной мощности дает рис. 16.1.

Пусть до компенсации потребитель потребляет активную мощность P_1 (кВт) — вектор $\overrightarrow{OB}$, реактивную (от индуктивной нагрузки) мощность Q_1 — вектор $\overrightarrow{BA}$. Вектор $\overrightarrow{OA}$ представляет полную потребляемую мощность S_1 (кВ·А). Если включить параллельно нагрузке компенсирующую установку (емкостную нагрузку) $Q_{\text{к}} —$ вектор $\overrightarrow{AA'}$, то при той же потребляемой активной мощности P_1 реактивная мощность потребителя уменьшается на $Q_1 - Q_{\text{к}}$, а полная

мощность S_2 станет меньше S_1 ; при этом ток в сети также снизится, так как $I_2 = S_2 / (\sqrt{3}U) < I_1 = S_1 / (\sqrt{3}U)$. В результате использования компенсирующей установки при том же сечении проводов можно повысить пропускную способность сети по активной мощности.

Из векторной диаграммы нетрудно определить мощность компенсирующей установки $Q_{ку}$ (квар) для компенсации реактивной мощности. Для доведения потребления реактивной мощности от Q_1 до Q_2 найдем

$$Q_{ку} = Q_1 - Q_2 = P_1 (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2). \quad (16.6)$$

В практических расчетах по выбору компенсирующих установок исходят из «Указаний по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях». В соответствии с этими указаниями выбор компенсационных установок должен производиться для режима наибольших реактивных нагрузок. Мощность компенсирующей установки определяется выражением

$$Q_{ку} = K (Q_{\max} - Q_{\text{сист}}) - K P_{\max} \times (\operatorname{tg} \varphi_{\max} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{опт}}), \quad (16.7)$$

где $Q_{\max}$ — фактическая наибольшая получасовая реактивная нагрузка потребителя в часы максимума активных нагрузок энергосистемы, квар; $Q_{\text{сист}}$ — значение реактивной мощности, которой энергосистема должна снабжать потребителя в часы наибольших активных нагрузок, квар*; K коэффициент, учитывающий несовпадение расчетного максимума активной нагрузки потребителя с максимальной нагрузкой энергосистемы**;
 $\operatorname{tg} \varphi_{\max} = Q_{\max} / P_{\max}$ — фактический тангенс угла потребителя в часы максимальной активной нагрузки энергосистемы; $P_{\max}$ — расчетная максимальная активная нагрузка потребителя, указанная в договоре с энергоснабжающей организацией, кВт; $\operatorname{tg} \varphi_{\text{опт}} = Q_{\text{опт}} / P_{\max}$ — оптимальный тангенс угла потребителя в часы максимальной нагрузки энергосистемы (задается энергосистемой); $Q_{\text{опт}}$ — оптимальная реактивная нагрузка потребителя в часы максимальной нагрузки энергосистемы, квар.

На действующих предприятиях при определении $Q_{ку}$ следует учитывать возможность снижения $\operatorname{tg} \varphi$ потребителя выполнением мероприятий, указанных в § 16.2.

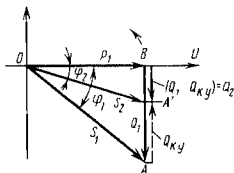


Рис. 16.1. Векторная диаграмма компенсации реактивной мощности

* Это значение указывается в договоре с энергоснабжающей организацией на пользование электроэнергией.

** Коэффициент K определяется по графику нагрузки потребителя в часы максимальной нагрузки энергосистемы (время максимальной нагрузки энергосистемы задается энергоснабжающей организацией). При совпадении максимальных нагрузок во времени $K = 1$.

Так как выбор мощности компенсирующей установки производится по режиму наибольших реактивных нагрузок потребителя, то в периоды понижения нагрузок (ночные часы, обеденные перерывы, минимальные нагрузки), если установка постоянно включена, избыточная реактивная мощность, вырабатываемая установкой, будет передаваться в энергосистему. Это приведет к увеличению тока и потерям мощности в сети.

Кроме того, в сети потребителя возрастет напряжение, которое может превзойти нормируемый предел, а это приведет к перенакалу электрических ламп и другим ущербам. Во избежание этих явлений применяют в зависимости от характера суточного графика нагрузок потребителя регулируемые либо нерегулируемые компенсационные установки, т. е. от степени неравномерности потребления реактивной мощности.

§ 16.4. Компенсационные конденсаторные установки

В качестве конденсаторных установок на предприятиях почти всегда применяют батареи статических конденсаторов.

Широкое применение конденсаторных установок объясняется их преимуществами по сравнению с другими компенсационными устройствами, как, например, синхронными компенсаторами, перевозбужденными синхронными двигателями, и др. Основные их достоинства — малый вес, отсутствие вращающихся частей, незначительные потери активной мощности (0,3—0,45 кВт на 100 квар), возможность установки их непосредственно около отдельных или групп электроприемников, простое и дешевое обслуживание, безопасность и надежность в эксплуатации.

Конденсаторы характеризуются номинальным напряжением, мощностью, условиями работы (внутренняя или наружная установка), числом фаз, видом пропитки и габаритами. Конденсаторы с номинальным напряжением 220, 380, 500 и 660 В изготовляют как в однофазном, так и в трехфазном исполнении с единичной мощностью от 4,5 до 50 квар, а с напряжением 1,05, 3,15, 6,3, 10,5 кВ только в однофазном исполнении с единичной мощностью от 13 до 75 квар.

Конденсаторы имеют следующее обозначение: К — определяет назначение конденсатора (косинусный силовой конденсатор для компенсации реактивной мощности), М — с пропиткой минеральным маслом, С — с пропиткой синтетическим жидким диэлектриком (например, соволом). При равном объеме мощность конденсатора с соволовым заполнением на 30—40% больше мощности конденсатора с масляным заполнением. Однако соволовые конденсаторы не могут быть использованы при температуре ниже —10°C, в то время как масляные конденсаторы работают даже при температуре 40°C.

При компенсации реактивной мощности потребителей с помощью конденсаторов требуемая мощность конденсаторной установки

собирается из мощностей отдельных конденсаторных банок, которые соединяются в батареи.

Регулирование. Конденсаторные батареи большой мощности делят на отдельные секции. Это удобно для осмотра и ремонта каждой секции, а также при необходимости производить регулирование потребления реактивной мощности посменно в течение рабочего дня.

На цеховых силовых распределительных пунктах, магистральных токопроводах, групповых щитках освещения, питающих люминесцентные лампы и лампы ДРЛ, имеющие $\cos \varphi = 0,5$, устанавливаются нерегулируемые конденсаторные батареи.

В тех случаях, когда потребление реактивной мощности в течение суток колеблется в значительных пределах, мощность конденсаторной установки должна регулироваться. Регулирование осуществляется вручную или автоматически. Наиболее простой и дешевый способ регулирования мощности конденсаторных батарей — одноступенчатый, при котором вся мощность батареи отключается или включается в определенное время суток. На предприятиях со значительной неравномерностью графика потребления реактивной мощности применяется многоступенчатое регулирование. В этом случае в зависимости от потребления реактивной мощности включается или выключается различное количество секций конденсаторной батареи. При этом часть от общей мощности батарей, равной наименьшей реактивной нагрузке потребителя, должна быть нерегулируемой. В промышленности распространено автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по времени суток, напряжению и току.

Регулирование по времени суток, как наиболее простой способ, осуществляется на предприятиях, где значение потребляемой реактивной мощности в рабочие периоды почти не меняется или меняется во времени. Зная суточный график потребления реактивной мощности, можно с помощью электрических часов включать или выключать секции конденсаторной батареи.

Регулирование мощности конденсаторных батарей по напряжению применяется в тех случаях, когда у потребителя необходимо одновременно регулировать реактивную мощность и напряжение. Например, при питании потребителя от нерегулируемого силового трансформатора, так как с увеличением реактивной мощности снижается напряжение, и, наоборот, с уменьшением потребления реактивной мощности напряжение повышается.

Наиболее простым способом автоматического регулирования конденсаторной установки по напряжению является использование двух реле напряжения минимального и максимального, из которых одно включает, а другое отключает при отклонениях напряжения от заданного значения.

Автоматическое регулирование конденсаторной установки по току можно осуществить с помощью двух токовых реле. Одно из реле включает установку при росте нагрузок, другое отключает при

снижении нагрузок. Имеются и другие способы регулирования конденсаторных установок по напряжению и току.

Разрядка. При отключении конденсаторной установки от сети вследствие остаточной электрической зарядки между обкладками конденсаторов на шинах батареи может сохраниться напряжение, близкое по значению к напряжению сети. Так как естественная саморазрядка конденсаторов происходит очень медленно, то при повторном включении неразряженной батареи в электрическую сеть напряжение на ее вводах может достигнуть двойного напряжения сети, что вызовет значительный бросок тока. Для создания безопасных условий при присоединении к отключенным конденсаторам они автоматически разряжаются после отключения, при этом напряжение на вводах конденсаторов должно упасть до нуля.

Для быстрой разрядки предусматриваются разрядные активные или индуктивные сопротивления, подключаемые параллельно конденсаторам.

Значение разрядного сопротивления (Ом) можно определить по формуле

$$R_{\text{разр}} = 15 \frac{U_{\text{ф}}^2}{Q_{\text{ку}}} \cdot 10^6, \quad (16.8)$$

где $U_{\text{ф}}$ — фазное напряжение сети, кВ; $Q_{\text{ку}}$ — реактивная мощность конденсаторной установки, квар.

Разрядное сопротивление обычно подбирают так, чтобы потери активной мощности в нем при номинальном напряжении не превышали 1 Вт на 1 квар мощности батареи.

Разрядные сопротивления можно включать в схемы звездой, треугольником и открытым треугольником. Однако схема соединения треугольником имеет преимущество перед схемой соединения звездой в том отношении, что в случае обрыва цепи одного из сопротивлений оставшиеся сопротивления будут соединены по схеме открытого треугольника и возможность разряда сохранится для всех трех фаз конденсаторной батареи.

В качестве разрядных сопротивлений в установках напряжением 380 В применяют лампы накаливания, соединенные последовательно по несколько штук в каждой фазе по схеме соединения треугольником, а в установках напряжением 6—10 кВ — два однофазных трансформатора напряжения, соединенных открытым треугольником. Для надежности разрядные сопротивления подключают к шинам конденсаторных батарей наглухо, без установки в цепи отключающих аппаратов и предохранителей.

Защита. Конденсаторные установки должны иметь защиту от токов короткого замыкания с наименьшим временем отключения. В трехфазных конденсаторах в отличие от однофазных предусмотрена индивидуальная защита каждой фазы от токов короткого замыкания, которая осуществляется плавкими предохранителями,

вмонтированными внутрь корпуса. Однако независимо от индивидуальной защиты каждого конденсатора конденсаторная установка должна иметь общую защиту (см. § 14.8, 14.12).

Комплектные конденсаторные установки. В последнее время широко распространены комплектные конденсаторные установки, выпускаемые заводами электропромышленности на напряжение до 1 кВ и выше. На напряжение 380 В конденсаторные установки выполняют из трехфазных конденсаторов, а на напряжение 6—10 кВ — из однофазных. Конденсаторы и вспомогательная аппаратура (предохранители с контактором для дистанционного управления или автомат, трансформаторы тока и т. д.) монтируются в металлических шкафах.

Технические данные о выпускаемых комплектных конденсаторных установках приведены в табл. 16.1.

Таблица 16.1

Тип установки	Мощность, кВА	Количество ступеней, шт.	Параметр регулирования	Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм	Примечание
УК2-0,38-50УЗ	50	2	-	355×430×650	Для осветительных установок с лампами ДРЛ и ДРИ
УК3-0,38-75УЗ	75	3	—	580×430×650	
УК2-0,38-100УЗ	100	2	-	375×430×965	
УКБН-0,38-100-50УЗ	100	2	Н	800×440×895	Для силовых сетей
УКБТ-0,38-150УЗ	150	1	Т	630×520×1400	
УКТ-0,38-150УЗ	150	1	Т	700×560×1660	
УКБ-0,38-150УЗ	150	—	—	580×460×1200	
УКБН-0,38-200-50УЗ	200	4	Н	800×440×1685	
УКЛН-0,38-300-150УЗ	300	2	Н	1920×530×1160	
УКЛН-0,38-450-150УЗ	450	3	Н	2620×530×1660	
УКЛН-0,38-600-150УЗ	600	4	Н	3320×530×1660	

Примечание. Обозначения: УК — установка конденсаторная; УЗ — умеренный климат в закрытых помещениях; Л(П) — левое (правое) расположение вводной ячейки; Н — напряжение; Т — ток; Б — бешкафного исполнения.

§ 16.5. Места установки и схемы подключения конденсаторных батарей

По месту подключения конденсаторных батарей различают индивидуальную, групповую и централизованную компенсации.

При индивидуальной компенсации батарей статических конденсаторов присоединяют непосредственно (наглухо) к клеммам асин-

хронных электродвигателей или других потребителей реактивной мощности. Индивидуальная компенсация является наиболее совершенной, так как в этом случае от реактивной мощности разгружаются не только внешние электрические сети и трансформаторы, но и внутренняя распределительная сеть. Однако этот способ требует значительных затрат на установку большого количества конденсаторных батарей. Кроме того, время использования компенсационных батарей невелико, так как с отключением от сети электроприемника отключается и компенсационная батарея. Поэтому индивидуальную компенсацию применяют очень редко, например для мощного электродвигателя или сварочного трансформатора с низким коэффициентом мощности и большой длительностью работы в году.

При *групповой компенсации* конденсаторные батареи в силовых сетях присоединяются непосредственно к шинам силовых распределительных пунктов или к шинам вводно-распределительного щита, а в осветительных сетях с люминесцентными (некомпенсированными ПРА) лампами и ртутными лампами типа ДРЛ к шинам групповых осветительных щитков. При этом способе компенсации время использования установленной мощности батареи увеличивается.

При *централизованной компенсации* конденсаторные батареи устанавливаются на подстанциях и присоединяются к шинам низшего или высшего напряжения трансформаторов. При подключении к шинам низшего напряжения разгружаются от реактивной мощности не только сети 6—10 кВ, но и трансформаторы на подстанции, а при подключении к шинам высшего напряжения — только сети высшего напряжения.

При централизованной компенсации время использования конденсаторных батарей значительно больше, чем при индивидуальной или групповой.

Возможны также варианты комбинированного размещения конденсаторных батарей, которые выбирают на основании технико-экономических расчетов, так как от выбора места установки батареи зависят его стоимость и значения потерь электрической энергии. Критерий экономичности является минимум приведенных затрат.

В городских сетях компенсационные батареи обычно устанавливают непосредственно у вводных устройств потребителей на напряжение 380 В, так как при этом достигается снижение потерь электроэнергии и разгрузка всех элементов сети 6—10 кВ от реактивной мощности и повышается качество напряжения. Установка конденсаторных батарей в цеховых подстанциях на стороне 380—660 В нецелесообразна, так как это не дает снижения потерь в сети низкого напряжения. Наибольший экономический эффект достигается при их размещении в непосредственной близости от электроприемников, потребляющих реактивную мощность.

Конденсаторные батареи нельзя устанавливать во взрыво- и по-

жароопасных помещениях, а также в помещениях с насыщенной токопроводящей пылью и химически активной средой.

Схема подключения конденсаторных батарей в сетях напряжением 380 В приведена на рис. 16.2. Из рисунка видно, что подключение может осуществляться рубильниками, автоматами или контакторами при дистанционном управлении.

В установках напряжением выше 1 кВ конденсаторные батареи подключаются к шинам подстанции только с помощью масляных выключателей или выключателей нагрузки.

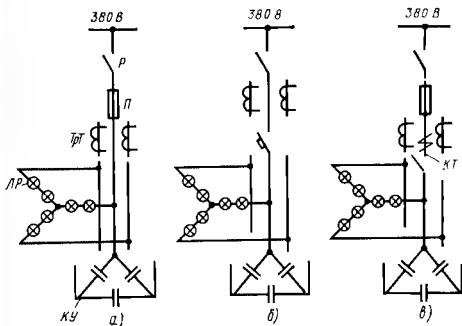


Рис 16.2. Схемы присоединения конденсаторных установок напряжением 380 В.

а — присоединение через рубильник и предохранитель, б — присоединение через рубильник и автомат, в — присоединение через рубильник, предохранитель и контактор. ТрТ — трансформаторы тока, КТ — контактор; ЛР — лампы разрядные, КУ — конденсаторная установка.

Пример 16.1. По суточному графику нагрузки предприятия максимальная электрическая нагрузка приходится на 11–13 ч и составляет $P_{\max} = 310$ кВт. Максимальный фактический тангенс угла предприятия равен 0,87. Энергосистема сообщила, что максимум ее нагрузки приходится на 17–19 ч и оптимальный тангенс угла предприятия должен составлять 0,25. Определить мощность компенсационной конденсаторной установки.

Решение. По графику нагрузки предприятия определяем коэффициент K , составляющий 0,8 от максимального значения нагрузки. Мощность компенсационной установки $Q_{ку} = KP_{\max}(\lg \varphi_{\max} - \lg \varphi_{\text{опт}}) = 0,8 \cdot 310(0,87 - 0,25) = 153,7$ квар.

По табл. 16.1 выбираем комплектную конденсаторную установку УКТ-0,38-150УЗ с номинальной мощностью 150 квар. Регулирование одноступенчатое.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ВНУТРИ ГОРОДА И НАДЕЖНОСТЬ (БЕСПЕРЕБОЙНОСТЬ) ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

§ 17.1. Распределение электрической энергии внутри города

По экономическим соображениям тепловые электрические станции в большинстве случаев сооружаются в районах расположения значительных запасов низкосортного топлива и находятся на значительном расстоянии от основных потребителей электроэнергии. По природным условиям гидростанции также могут сооружаться вдалеке от потребителей электроэнергии.

На любой станции электрические генераторы переменного тока вырабатывают энергию на напряжение 6—10 кВ (генераторное напряжение). Выработанная электроэнергия направляется на сборные шины распределительного устройства (РУ6—10 кВ) станции. Передача больших мощностей на генераторном напряжении для электроснабжения потребителей, удаленных на значительные расстояния, экономически невыгодна. Поэтому на электрических станциях сооружаются повысительные подстанции, трансформаторы которых повышают генераторное напряжение с 6—10 до 110—500 кВ и выше и по линиям электропередачи (ЛЭП) энергия передается в районы потребления. В районах потребления и на территории крупных городов сооружаются районные понижающие подстанции, на которых напряжение 110 кВ и выше понижается до 6—35 кВ. Часто в отдельных районах больших городов с плотной застройкой жилых, общественных зданий и энергоемких предприятий районные понижающие подстанции 110, 10 кВ сооружаются вблизи от крупных потребителей электроэнергии. Такие подстанции получили название подстанций глубоких вводов. Для обеспечения надежного бесперебойного электроснабжения потребителей крупных городов все районные понижающие подстанции, а также тепловые электрические станции, расположенные в черте города, связываются между собой линиями напряжением 35—110—220 кВ. Питание электроэнергией потребителей города осуществляется от городских источников питания (ИП), именуемых центрами питания (ЦП), по питающим и распределительным сетям, как правило, напряжением 10 кВ и сетям напряжением до 1000 В. Городскими ЦП служат сборные шины РУ—10 кВ электрической станции, расположенной в черте города, или сборные шины РУ вторичного напряжения районной подстанции 110—220, 6—10 кВ.

На территории любого города расположено большое количество потребителей электроэнергии, различных по режиму работы и

величине потребляемой мощности. Из всех электропотребителей города наиболее энергоемкими являются жилые, общественные здания и предприятия. Эти потребители обычно распределены в пределах всего города. Передача и распределение электрической энергии между электропотребителями в зависимости от величины и местных условий города осуществляются по соответствующей системе электроснабжения. Она представляет собой комплекс понижающих трансформаторных подстанций (ТП), питающих и распределительных сетей напряжением до 1000 В и выше.

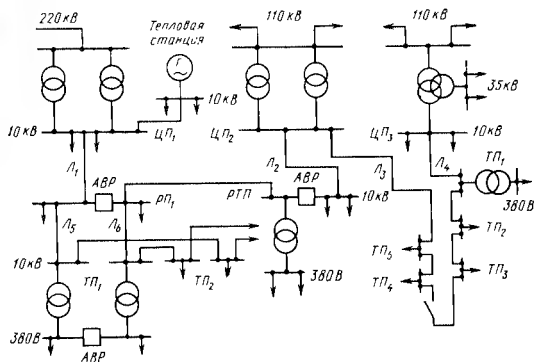


Рис 17.1 Элемент принципиальной условной схемы городской электрической сети

Рассмотрим основные элементы системы городской сети.

Трансформаторная подстанция (ТП) — электроустановка, служащая для преобразования электрической энергии на пониженное напряжение и состоящая из трансформаторов и распределительных устройств до 1000 В и выше. Распределительный пункт (РП) — подстанция, служащая для приема и распределения электроэнергии между различными потребителями при напряжении 6—10 кВ. Распределительно-трансформаторный пункт (РТП) — распределительный пункт, совмещенный с трансформаторной подстанцией. Распределительная линия — линия, питающая ряд ТП от ЦП на напряжение 6—10 кВ. Линии напряжения до 1000 В (220, 380, 660 В), отходящие от ТП и РТП к вводным распределительным устройствам (ВРУ) жилых, общественных зданий и небольших предприятий, также относятся к городским распределительным сетям.

В больших городах часто для лучшего распределения электроэнергии между потребителями в систему распределительной сети 6—10 кВ включают РП и РТП. В этих случаях в системе распределительной сети появляется дополнительное звено в виде питающей сети 6—10 кВ, линии которой соединяют ЦП с РП и РТП, а распределительной сетью становятся линии того же напряжения, соединяющие РП и РТП с ТП.

На рис. 17.1 показан элемент принципиальной условной схемы электроснабжения города. Как видно из рис. 17.1, от ЦП₁ и ЦП₂ по питающим линиям L_1 и L_2 электрическая энергия на напряжение 6—10 кВ, передается на РП₁ и РТП и по распределительным линиям L_5 и L_6 на том же напряжении распределяется между ТП, расположенными непосредственно около потребителей. Трансформаторы этих подстанций понижают напряжение с 6—10 кВ до 380. 220 В. Из рисунка также видно, что некоторые ТП по распределительным линиям L_3 и L_4 6—10 кВ питаются непосредственно от ЦП₃, минуя РП.

§ 17.2. Надежность электроснабжения городских потребителей

Под надежностью электроснабжения понимается способность системы электроснабжения обеспечивать электроприемникам объекта бесперебойное питание электроэнергией при регламентированном напряжении. Надежность питания в основном зависит от принятой схемы электроснабжения, степени резервирования отдельных групп электроприемников, а также от надежной работы отдельных элементов системы электроснабжения (линий, трансформаторов, электрических аппаратов и др.).

Не все электроприемники, входящие в состав характерных групп городских потребителей электрической энергии (жилые и общественные здания, предприятия и т. д.), требуют одинаковой надежности электроснабжения. Так, например, для многоэтажного жилого дома электродвигатели пожарных насосов, дымоудаления и аварийного освещения лестничных клеток требуют более надежного электроснабжения, чем освещение квартир. Для некоторых электроприемников перерывы в электроснабжении недопустимы даже на сравнительно короткий срок, в то время как для электроприемников других групп потребителей без ущерба для производства и опасности для жизни людей могут быть допущены перерывы.

Следует учесть, что в правилах устройства электроустановок (ПУЭ) определены условия надежности электроснабжения не по потребителям в целом, а входящих в их состав отдельных электроприемников.

В соответствии с ПУЭ все электроприемники по требуемой надежности электроснабжения разделяют на три категории.

К 1-й категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждения оборудования, массовый брак продукции, расстройство технологического процесса. Примерами электроприемников, относящихся к данной категории в жилых и общественных зданиях могут служить электродвигатели пожарных насосов, устройств дымозащиты и других противопожарных устройств, лифтов, эвакуационное и аварийное освещение домов высотой 17 этажей и более, электроприемники помещений операционных, неотложной помощи и др.

На промышленных предприятиях в ряде цехов электродвигатели вентиляторов, насосов, компрессоров, воздуходувок и т. д. можно отнести к 1-й категории, если перерыв в их электроснабжении может повлечь за собой опасность для жизни людей, серьезное нарушение технологического процесса или повреждение оборудования. К этой же категории относится аварийное и эвакуационное освещение.

Электроприемники этой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания и перерыв электроснабжения при нарушении питания от одного из них может быть допущен только на время автоматического ввода резервного источника питания.

Независимым источником питания называется источник питания, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках, например распределительные устройства двух центров питания, две секции одного центра питания при условии, что каждая секция питается от отдельного источника и секции не связаны между собой. Допускается наличие связи, которая автоматически отключается при нарушении нормального режима одной из секций. Две секции шин РП или РТП, питающиеся от двух центров питания, также могут считаться независимыми источниками питания.

При небольшой суммарной мощности электроприемников 1-й категории в качестве независимого источника питания могут быть использованы передвижные или стационарные автоматизированные электростанции небольшой мощности с двигателями внутреннего сгорания, аккумуляторные батареи и др., которые устанавливаются непосредственно около объекта потребления электроэнергии.

Ко 2-й категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с существенным недоотпуском продукции, простоем людей, механизмов, промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей. Примерами электроприемников, относящихся к этой категории, могут служить электроприемники в домах высотой от 6 до 16 этажей с плитами на газовом и твердом топливе, а также электроприемники в домах любой этажности с электропли-

тамн, в зданиях учреждений управления, проектных и конструкторских организаций и др.

В механических, металлообрабатывающих, сборочных и т. п. цехах к этой группе можно отнести следующие электроприемники: электродвигатели стационарного оборудования, подъемно-транспортных устройств и вентиляторов, печи сопротивления, сварочные агрегаты и т. д. Электроприемники этой категории могут питаться от одного ЦП и допускают перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания выездной оперативной бригадой энергосистемы или дежурным персоналом предприятия.

При наличии централизованного резерва допускается питание от подстанции с одним трансформатором.

К 3-й категории относятся электроприемники, не подходящие под определения 1-й и 2-й категорий. К этой группе относятся электроприемники небольших коммунальных предприятий, вспомогательных цехов, ремонтных мастерских, неответственных складов, цехов несерийного производства и др. Для этой категории электроприемников допускается перерыв на время ремонта или замены поврежденного элемента электроснабжения, но не более чем на одни сутки. Для рационального и надежного построения схем электроснабжения необходимо правильно определять категории надежности отдельных групп электроприемников. Выбор должен производиться в соответствии с действующими нормативными указаниями ведомств и министерств.

ГЛАВА 18

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЩЕСТВЕННЫХ И ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ ПО ГОРОДСКИМ СЕТЯМ

§ 18.1. Схемы построения городских питающих сетей напряжением 6—10 кВ

При построении городской питающей сети должны соблюдаться требования ПУЭ. Согласно ПУЭ питающие сети напряжением выше 1000 В во всех случаях сооружаются по схемам с автоматическим резервированием вводов в РП. Питающие линии, как правило, выполняются кабелями с алюминиевыми жилами максимальным сечением 185—240 мм², так как это уменьшает количество линейных ячеек в распределительном устройстве ЦП.

На рис. 18.1 приведены наиболее распространенные схемы городских питающих сетей 6—10 кВ, применяемые для электроснабжения электроприемников 2-й и 3-й категорий. На рис. 18.1, а дана схема питания городского РП двумя параллельными линиями от одного ЦП. Для обеспечения избирательной защиты питающих

линий на их концах в РП предусматривается максимальная направленная защита. Установка простой максимальной защиты в данном случае недопустима, так как при коротком замыкании, например в кабеле K_1 , произойдет отключение обоих масляных выключателей B_3 и B_4 и РП останется без питания (на схеме показано протекание токов короткого замыкания). При установке

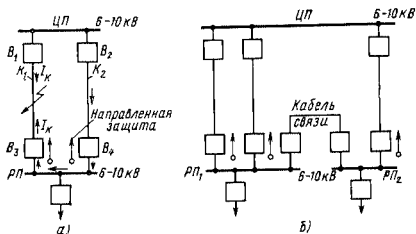


Рис. 18.1. Схемы городских питающих сетей 6—10 кВ, применяемых для электроснабжения электроприемников 2-й и 3-й категорий надежности

максимально направленной защиты отключается только выключатель B_3 , а выключатель B_4 остается во включенном состоянии. Затем аварийный кабель K_1 отключается с некоторой выдержкой времени выключателем B_1 и вся нагрузка РП автоматически переводится на кабель K_2 . Таким образом, в этой схеме с максимально направленной защитой при повреждении любого из параллельно работающих кабелей подача электроэнергии потребителям не прекращается.

В рассматриваемой схеме каждый кабель в нормальном режиме может быть загружен только на 60% от длительно допустимого тока по нагреву, так как в аварийном режиме при выходе из строя одного кабеля нагрузка на оставшемся в работе согласно ПУЭ не должна превышать 120% (см. § 7.3).

На рис. 18.1, б показана схема с тремя параллельно работающими кабелями, применяемая для питания двух РП, связь между которыми осуществляется кабелями связи. Приведенные схемы питания РП применяются для электроснабжения электроприемников 2-й и 3-й категорий, так как их питание осуществляется от одного ЦП.

Для электроснабжения электроприемников 1-й, 2-й и 3-й категорий применяют схемы питания РП от двух ЦП. При этом питающие линии работают раздельно. На рис. 18.2 приведены наиболее распространенные схемы. На рис. 18.2, а показана схема с раздельной работой питающих линий 6—10 кВ. Каждая секция РП

питается кабельной линией от разных ЦП. Сборные шины РП разделены на две секции и связаны между собой в нормальном режиме отключаемым секционным выключателем 1, в котором имеется устройство АВР двустороннего действия. В нормальном режиме

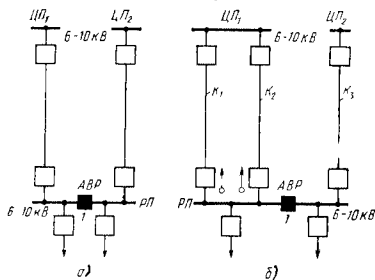


Рис. 18.2. Схемы городских питающих сетей 6 - 10 кВ, применяемых для электроснабжения электроприемников 1-й, 2-й, 3-й категорий надежности

каждая линия питает свою секцию шин РП. В случае повреждения любой из питающих линий устройство АВР включает секционный выключатель и питание РП будет осуществляться по неповрежденной линии. При раздельной работе питающих линий значительно уменьшается мощность короткого замыкания на шинах РП по сравнению с параллельной работой линий. Основным недостатком этой схемы является малая

загрузка каждой линии (60%) в нормальном режиме работы.

В практике часто применяют комбинированные схемы построения питающей сети 6—10 кВ, в которых используют схемы с АВР с максимально направленной защитой. В них предусматривают одновременно параллельную и раздельную работу линий. На рис. 18.2, б показана комбинированная схема питающей сети 6—10 кВ. Кабели K_1 и K_2 работают параллельно и загружены в нормальном режиме на 60% каждый. На концах кабельных линий в РП установлена максимально направленная защита. Секционный масляный выключатель 1 служит для АВР и включается только при выходе из строя кабеля K_3 , который загружен в нормальном режиме на 100%. При выходе из строя кабеля K_1 или K_2 оставшийся в работе загружается до 120%, а при аварии с кабелем K_3 его нагрузка равномерно распределяется между кабелями K_1 и K_2 .

§ 18.2. Схемы построения городских распределительных сетей напряжением 6—10 кВ

Распределение электрической энергии от ЦП или РП до сетевых трансформаторных подстанций (ТП) осуществляется по распределительным сетям напряжением 6—10 кВ. Схем построения городских распределительных сетей довольно много. Выбор той или иной схемы зависит в основном от требуемого уровня надежности электроснабжения электроприемников, а также от террито-

риального расположения потребителей относительно ЦП или РП и относительно друг друга.

Наиболее простой и дешевой является распределительная сеть, выполненная по радиальной или магистральной схеме (рис. 18.3). По радиальной схеме рис. 18.3, а каждая подстанция питается отдельной линией $Л_1$, а по магистральной одна линия $Л_2$ питает несколько ТП (рис. 18.3, б).

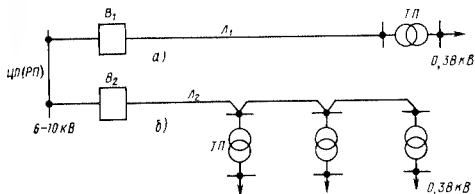


Рис 18.3. Нерезервируемые распределительные линии 6—10 кВ

Характерной особенностью этих схем является одностороннее электроснабжение потребителей. При аварии на любом участке линии $Л_1$, $Л_2$ или на шинах 6—10 кВ любой подстанции автоматически отключается головной масляный выключатель B_1 или B_2 и все подстанции, присоединенные к данной линии, прекращают подачу электроэнергии потребителям на время ремонта. Поскольку в радиальных и магистральных схемах отсутствует резервное питание и, следовательно, обеспечивается минимальная надежность электроснабжения, такие схемы могут применяться только для питания электроприемников 3-й категории.

В городах широко распространена распределительная сеть 6—10 кВ, выполненная по петлевой схеме и состоящая из отдельных петлевых линий. Эта схема не автоматизирована, но создает возможность двустороннего питания каждой трансформаторной подстанции.

Петлевой линией в распределительной сети называют линию, имеющую двойное питание. Работая по разомкнутой схеме, она может питаться либо от одного, либо от двух ЦП или РП. На рис. 18.4 изображена петлевая распределительная линия, питающаяся от одного РП. В нормальном режиме петлевая линия разомкнута разъединителем P_1 и каждая магистральная линия питается от РП независимо. При повреждении какого-либо участка на одной из линий автоматически отключается масляный выключатель B_1 или B_2 и прекращается питание всех потребителей, присоединенных к этой линии. Найдя место повреждения, этот участок отключают разъединителями и, замкнув перемычку А—Б,

разъединителем P_1 восстанавливают питание потребителей. Для такой линии самое тяжелое повреждение бывает в точке K , так как питание всей нагрузки осуществляется по одной линии. Чтобы провода могли выдержать увеличенную нагрузку, необходимо сделать проверочный расчет линии на нагрев по аварийному режиму. Кроме того, необходимо проверить линию на потерю напряжения. Количество трансформаторных подстанций, присоединяемых к одной петле, не должно быть более 10—12 (т. е. 5—6 подстанций на линию). Недостаток петлевой схемы заключается в том, что в нормальном режиме резервная перемычка не используется для передачи энергии.

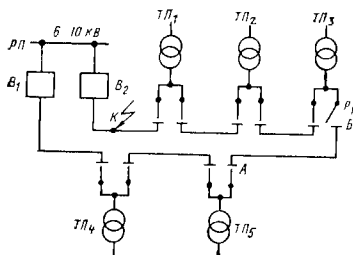


Рис. 184. Схема присоединения петлевой распределительной линии 6—10 кВ к одному РП

Схема присоединения петлевой линии к двум РП является более надежной и может быть использована для электроснабжения электроприемников 2-й категории (рис. 185).

В нормальном режиме линии L_1 и L_2 разомкнуты разъединителем P_4 в $ТП_2$ и разъединителем P_8 в $ТП_5$. Место размыкания линии можно выбрать произвольно, но для получения минимальных потерь электроэнергии желательно, чтобы оно было в точке токораздела. Линия своими концами подключена к двум РП. Каждая часть линии от РП до токораздела питает определенное количество ТП. На схеме видно, что к части линии L_2 от РП1 до токораздела P_4 подключены $ТП_1$ и $ТП_2$, а к части линии L_3 от РП2 до токораздела P_4 подключена $ТП_3$. Таким образом, обе части линии L_2 и L_3 постоянно находятся под напряжением. При аварии на любом участке линии L_2 , например в точке K , релейная защита, установленная в РП1, отключит масляный выключатель B_2 и подстанции, присоединенные к линии от РП1 до токораздела P_1 , т. е. $ТП_1$ и $ТП_2$ прекратят подачу электроэнергии потребителям. Для восстановления питания $ТП_1$ и $ТП_2$ дежурный персонал городской сети отключает аварийный участок линии разъединителями P_2 и P_3 и затем включает разъединитель P_4 , тем самым $ТП_2$ переводится на питание от РП2, а $ТП_1$ — после включения B_2 . После ликвидации аварии $ТП_2$ вновь будет получать питание от РП1.

Как видно из схемы, линии L_1 и L_2 резервируют трансформаторные подстанции со стороны линий 6—10 кВ. Однако при повреждении трансформатора в каком-либо ТП (в этом случае независимо от резервирования ТП по линиям 6—10 кВ) электро

снабжение потребителей, подключенных к этой подстанции, прекратится. Учитывая это, в схеме предусматривается резервирование распределительных устройств низкого напряжения подстанций через электрическую сеть 0,38 кВ с помощью соединительных пунктов СП — СП₄. В нормальном режиме все приходящие линии

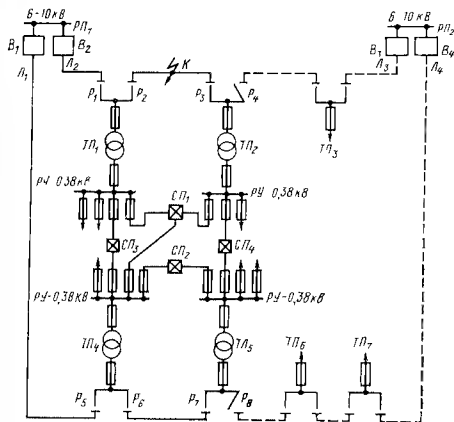


Рис. 185. Схема присоединения петлевой распределительной линии к двум РП

0,38 В в соединительных пунктах рассоединены и каждая подстанция изолированно друг от друга питает определенный район потребителей. В случае выхода из строя, например, трансформатора в ТП₂ достаточно в СП₁ и СП₄ замкнуть соединительные линии и потребители, подключенные к ТП₂, получают питание от ТП₁ и ТП₅. Такое резервирование возможно при условии, что мощность трансформаторов выбрана с учетом резерва, а также за счет использования допустимой перегрузочной способности трансформаторов.

По условиям бесперебойности питания некоторых групп электроприемников 2-й категории, занимающих промежуточное положение между 2-й и 3-й категориями, для их питания в схеме рис. 18.5 можно отказаться от СП, если предусматривать централизованное (складское) хранение резервных трансформаторов. В этом случае при повреждении любого трансформатора его замена новым производится в кратчайший срок и электроснабжение потребителей восстанавливается.

Как видно, петлевая схема не обеспечивает бесперебойного электроснабжения потребителей, так как повреждение любого участка сети или замена трансформатора требует отключения части потребителей на время, необходимое для производства переключений или ремонтных работ. Поэтому петлевые линии в распределительной сети применяются для электроснабжения электроприемников 2-й и 3-й категорий.

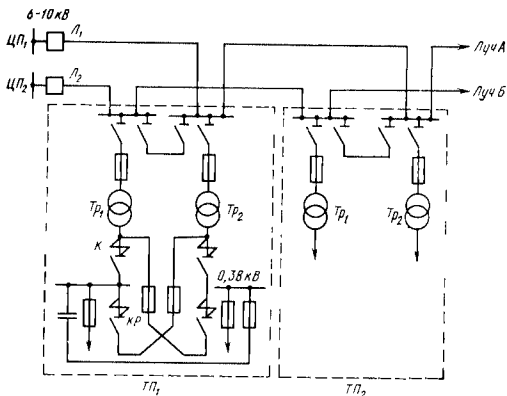


Рис. 186. Двухлучевая распределительная сеть с АВР на напряжение 380 В

Для электроснабжения электроприемников 1-й, 2-й и 3-й категорий распространены автоматизированные разомкнутые распределительные сети 6—10 кВ с устройством АВР на стороне 6—10 или 0,4 кВ. Распределительные сети с АВР на стороне высокого напряжения чаще всего применяют для электроснабжения промышленных предприятий.

Как уже указывалось, на территории города расположены потребители электрической энергии, требующие различной надежности электроснабжения. Потребители с электроприемниками 2-й и 3-й категорий потребляют около 86—90% от всей мощности, потребляемой городом, и только около 10—15% ее приходится на электроприемники 1-й категории. Для электроснабжения городских потребителей в больших городах, особенно в Москве, широко распространена так называемая двухлучевая схема распределительной сети 6—10 кВ с АВР на стороне низкого напряжения. Эта схема предусматривает питание каждой из подключаемых ТП

двумя кабельными линиями (лучами) от двух центров питания. В каждом ТП устанавливается по два трансформатора мощностью до 630 кВ·А каждый. В цепи каждого силового трансформатора со стороны напряжения до 1000 В устанавливаются контакторные станции или автоматические выключатели. Принципиальная схема двухлучевой распределительной сети напряжением 6—10 кВ с АВР на контакторных станциях, установленных на стороне напряжения до 1000 В, приведена на рис. 18.6. При исчезновении напряжения 6—10 кВ на одном из трансформаторов или выходе одного трансформатора из строя в схеме предусмотрено автоматическое отключение основного контактора К и включение контактора резервного питания КР и вся нагрузка ТП переключается на трансформатор, оставшийся в работе (см. гл. 20).

§ 18.3. Схемы построения городских распределительных сетей напряжением до 1000 В

Городские распределительные сети до 1000 В также могут иметь различные схемы построения. Для питания потребителей 3-й категории, например жилых домов высотой до пяти этажей с плитами на газовом и твердом топливе, применяют радиальные нерезервируемые сети с односторонним питанием. Каждая радиальная линия может питать либо одного потребителя, подключенного в конце линии, либо несколько на всем своем протяжении. В этом случае ее называют магистральной. Магистральную схему можно применять для питания жилых домов и других потребителей при относительно небольшой их мощности.

На рис. 18.7 даны наиболее распространенные схемы распределительных сетей до 1000 В. Из схем рис. 18.7, а, б видно, что распределительные сети, построенные по радиальной и магистральной схемам, обеспечивают питание потребителей только в нормальном режиме. При повреждении сети на любом участке или при коротком замыкании электроснабжение всех потребителей, подключенных к сети, прекращается. Питание может быть восстановлено только после ремонта поврежденного элемента сети.

В городских распределительных сетях широко распространены магистральные петлевые схемы, которые более надежны в электроснабжении жилых зданий высотой до пяти этажей включительно. На рис. 18.7, в приведена петлевая схема с резервной перемычкой, включаемая при повреждении и коротком замыкании на одном из участков сети. При коротком замыкании, например на участке K_2 , этот участок на время ремонта отключается со стороны жилых домов 1 и 2, после чего включается резервная перемычка в домах 3, 4 и жилой дом 2 начинает получать питание от линии L_2 . Но петлевая схема с резервной перемычкой имеет недостаток. При аварии на участке K_1 питание электроприемников жилых домов осуществляется вкруговую, а это приводит, даже при повышенных

допустимых потерях напряжения в аварийном режиме (до 12%), к увеличению сечений питающих кабелей. Кроме того, резервная перемычка в нормальном режиме не используется.

Для питания жилых домов высотой от 6 до 16 этажей применяются как радиальная, так и магистральная петлевые схемы с двумя

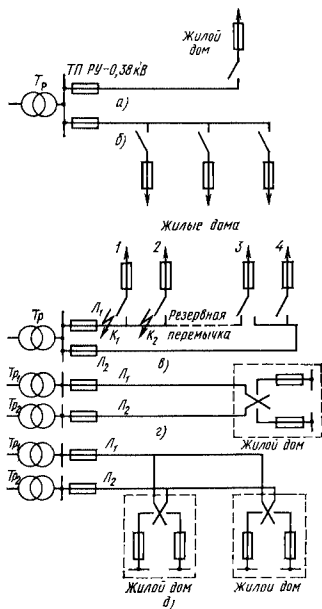


Рис. 18.7 Схема распределительных линий напряжением до 1000 В

электроплитами или мносекционных домов с большим числом квартир с газовыми плитами вследствие большой установленной мощности часто применяют три и более питающих линий (вводов).

Для электроснабжения жилых домов высотой 17 этажей и более, у которых имеются электроприемники, относящиеся к 1-й категории надежности электроснабжения (лифтовые установки, эвакуационное и аварийное освещение, огни светового ограждения

взаимно резервирующими кабельными линиями с переключателями на вводах в здания (рис. 18.7, г, д). При этом к одной питающей линии подключаются электроприемники квартир и общее освещение общедомовых помещений (подвал, лестничные клетки, вестибюли, холлы, чердаки, наружное освещение и др.), а к другой - лифтовые установки (в домах от 9 до 16 этажей), противопожарные устройства, эвакуационное и аварийное освещение, элементы диспетчеризации и др. В случае выхода из строя одной питающей линии питание электроприемников дома осуществляется по другой линии. Для этого достаточно на вводном устройстве (ВРУ) дома произвести переключение с помощью переключателей. Сечение питающих линий выбирается с учетом допустимых перегрузок в аварийном режиме. Для электроснабжения домов высотой 9-16 этажей с

и противопожарные установки) применяют радиальные схемы с АВР на вводах (рис. 18.8). В нормальных условиях электроприемники 1-й категории питаются, например, по линии $Л_2$ от трансфор-

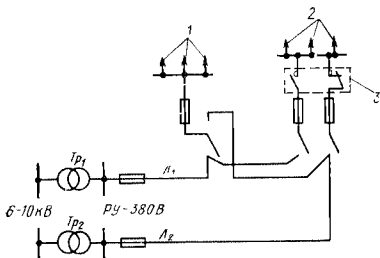


Рис 18.8. Принципиальная схема питания жилых домов высотой 17 этажей и более:

1 — линии питания квартир, 2 — линии питания лифтов, эвакуационного и аварийного освещения; 3 — станция аварийного переключения

матора Tr_2 . При выходе из строя линии $Л_2$ или трансформатора T_2 станцией аварийного переключения они автоматически переключаются на линию $Л_1$ и трансформатор Tr_1 , чем обеспечивается их бесперебойное питание.

ГЛАВА 19

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

§ 19.1. Основные положения и определения

Электроснабжение предприятий в зависимости от их энергоемкости может осуществляться по одной или двум системам электрических сетей. Одна система (внешнее электроснабжение) состоит из воздушных или кабельных линий различных напряжений, по которым электроэнергия передается от районных подстанций энергосистемы до приемных пунктов (ГПП, ЦРП, РП и ТП) на предприятиях. Другая система (внутреннее электроснабжение) состоит из кабельных сетей напряжением 6-10 кВ, расположенных на территории предприятия, по которым электроэнергия передается от ГПП, ЦРП, РП на цеховые ТП.

Центральный распределительный пункт (ЦРП) — это распределительное устройство, расположенное на

территории крупного предприятия, получающее питание непосредственно от ЦП на напряжение 6—10 кВ и распределяющее электроэнергию на то же напряжение между РП и ТП предприятия.

Главная понизительная подстанция (ГПП) — трансформаторная подстанция, расположенная на территории крупного энергоемкого предприятия, получающая питание непосредственно от энергосистемы 35—110 кВ и выше и распределяющая электроэнергию на напряжение 6—10 кВ между РП и ТП предприятия.

Электроснабжение предприятий с небольшой установленной мощностью (на предприятии одно ТП) осуществляется по кабельным линиям от городских ЦП или РП напряжением 6—10 кВ. Электроснабжение средних энергоемких предприятий с несколькими цеховыми ТП осуществляется по двум системам сетей, которые состоят из кабельных линий 6—10 кВ, передающих электроэнергию от ЦП—6—10 кВ на ЦРП или РП, а последние на цеховые ТП предприятия. Для наиболее энергоемких предприятий со многими цеховыми ТП система внешнего электроснабжения состоит из воздушных линий 35—110 кВ и выше (глубокие вводы), которые передают электроэнергию непосредственно от энергосистемы на ГПП предприятия. Система внутреннего электроснабжения состоит из кабельных сетей 6—10 кВ, расположенных на территории предприятия, передающих электроэнергию от ГПП на РП и на цеховые ТП предприятия.

§ 19.2. Характерные принципиальные схемы внешнего электроснабжения

Характерные схемы внешнего электроснабжения отдельных подстанций приведены на рис. 19.1. Схема рис. 19.1, а может быть использована для питания потребителей 3-й категории надежности, так как она имеет только одну питающую линию L . При выходе этой линии из строя на период ремонта допускается перерыв в снабжении потребителей электроэнергией. Схема рис. 19.1, б может быть использована для питания потребителей 2-й и 3-й категорий надежности при условии, что имеется складской резервный трансформатор. Схема рис. 19.1, в используется для питания потребителей 2-й и 3-й категорий надежности. При отключении одной из питающих линий, например L_1 , линия L_2 (которая на это рассчитана) принимает на себя всю нагрузку подстанции. Необходимые оперативные переключения выполняются персоналом вручную разъединителями P_1 , P_2 и P_3 .

Следует учесть, что оперировать разъединителями, как правило, можно только при отсутствии в цепи нагрузочного тока (во избежание появления мощной электрической дуги).

Схема рис. 19.1, г предназначена для питания потребителей 1-й, 2-й и 3-й категорий надежности. Наличие автоматического резерва (АВР), осуществляемое с помощью автоматических выключателей,

установленных на РУ — 0,4 кВ, обеспечивает питание потребителей и 1-й категории надежности.

Внешнее электроснабжение предприятий, на территории которых расположено значительное количество ТП, может осуществ-

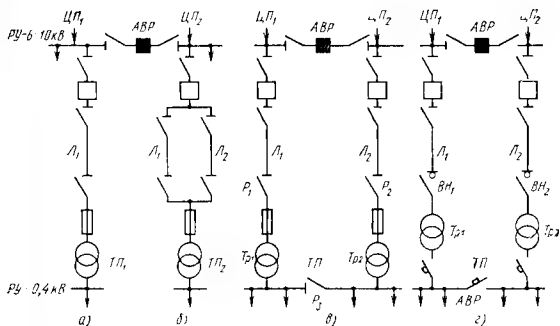


Рис. 19.1. Характерные схемы внешнего электроснабжения отдельных подстанций

ляться от городских ЦП — 6—10 кВ. В таких случаях в центре нагрузок предприятия сооружается ЦРП, от которого на том же напряжении питаются все ТП предприятия. Для таких предприятий возможны схемы внешнего электроснабжения (рис. 19.2, а).

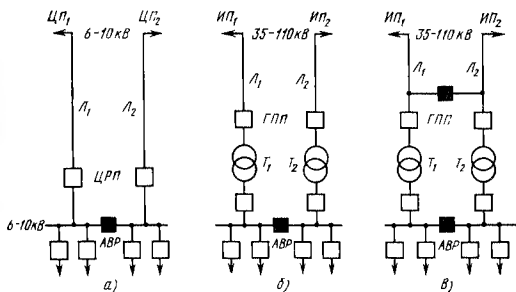


Рис. 19.2. Схемы внешнего электроснабжения ЦРП и ГПП

Внешнее электроснабжение наиболее крупных энергоемких предприятий осуществляется от энергосистемы напряжением 35—110 кВ и выше. Для приема электроэнергии на территории предприятия сооружается ГПП, которое понижает напряжение до 6—10 кВ. От РУ — 6—10 кВ по распределительным сетям в зависимости от принятой схемы внутреннего электроснабжения предприятия питаются РП или непосредственно цеховые ТП. При двух линиях 35—110 кВ и двух трансформаторах, установленных на ГПП, возможны следующие наиболее характерные схемы питания.

Схема 19.2, б имеет ограниченные оперативные возможности, так как она исключает подачу питания двумя линиями к одному трансформатору и одной линией к двум трансформаторам. Эти недостатки отсутствуют у так называемой схемы моста, одна из ее разновидностей приведена на рис. 19.2, в.

В последнее время для электроснабжения предприятий, в том числе и крупных, широко применяются схемы подключения линий напряжением 35—110 кВ и выше и трансформаторов подстанций без сборных шин и дорогостоящих масляных выключателей. Для этой цели применяются специальные аппараты — короткозамыкатели и отделители.

Короткозамыкатель (К) — коммутационный аппарат, для создания искусственного к. з. фаз и на землю в электрической цепи. В установках с изолированной нейтралью (35 кВ) применяют два полюса короткозамыкателя, которые создают искусственное двухфазное к. з. и на землю, и в установках с заземленной нейтралью (110 кВ и выше) применяется один полюс короткозамыкателя (однофазное к. з.).

Отделитель (ОД) — аппарат для отключения поврежденной линии после окончания протекания в ней токов короткого замыкания.

Схемы включения короткозамыкателей и отделителей представлены на рис. 19.3. Замыкание ножей короткозамыкателя производится автоматически, размыкание — вручную, а ножей отделителя — наоборот.

Имеются конструкции короткозамыкателей и отделителей, работающие под действием автоматической защиты на замыкание и размыкание цепи. Использование конструкций таких аппаратов в схемах возможно только при четкой работе релейной защиты и всех элементов схемы электроснабжения.

При использовании на подстанциях короткозамыкателей и отделителей вместо масляных выключателей значительно снижаются затраты на оборудование, а также уменьшаются габариты подстанций.

Схема двухтрансформаторной подстанции, питающейся ответвлением транзитной линии электропередачи от энергосистемы, приведена на рис. 19.4. Работа схемы происходит в такой последовательности. При возникновении повреждения в одном из трансформаторов ГПП защита поврежденного трансформатора включает

короткозамыкатель. Искусственное короткое замыкание приводит к автоматическому отключению головного выключателя B_1 или B_2 на ИП. С определением выдержкой времени (в бестоковую паузу) происходит отключение отделителя K_1 или K_2 . Каждый отделитель имеет блокировку со своим головным выключателем и может отключаться только после отключения головного выключателя, так как отделитель не способен отключать ток на-

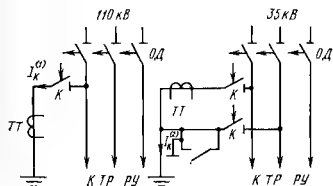


Рис 19.3. Схемы включения короткозамыкателей и отделителей

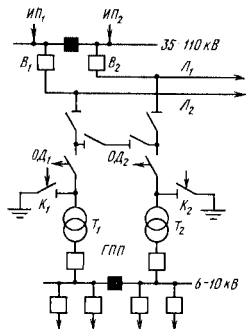


Рис. 19.4. Схема подстанции с отделителями и короткозамыкателями при магистральном питании

грузки и тем более ток к. з. После отключения от сети поврежденного элемента происходит автоматическое повторное включение (АПВ) головного выключателя. Схема транзитных линий имеет следующий недостаток: при повреждении одного трансформатора на любой подстанции отключаются все трансформаторы остальных подстанций, подключенных к данной линии на время автоматического повторного включения головного выключателя.

§ 19.3. Характерные принципиальные схемы внутреннего электроснабжения

Распределение электрической энергии внутри предприятия от РУ—6—10 кВ ГПП или ЦРП до цеховых ТП выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам. Выбор схемы зависит от месторасположения потребителей на территории предприятия, а также от требуемого уровня надежности электроснабжения отдельных потребителей. Часто на крупных энергоемких предприятиях с большими территориями для питания наиболее удаленных ТП от ГПП или ЦРП на территории располагаются один или несколько РП, питающиеся от РУ—6—10 кВ ГПП или ЦРП. В этом случае близкорасположенные ТП питаются от РП. Иногда РП совмещаются с одной из цеховых подстанций, тогда

оно называется РТП. Некоторые схемы радиального питания цеховых ТП показаны на рис. 19.5. Схема питания однитрансформаторной подстанции одной линией может быть использована для электроснабжения потребителей 3-й категории надежности (рис. 19.5, а). При питании такой же ТП двумя линиями и при условии, что имеется складской резервный трансформатор схема рис. 19.5, б

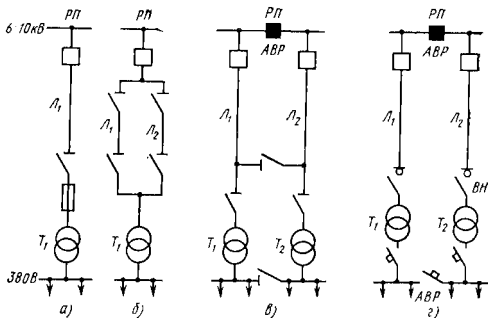


Рис. 19.5. Схемы радиального питания цеховых подстанций

может быть использована для питания потребителей 2-й и 3-й категорий надежности.

Схема питания двухтрансформаторной подстанции (рис. 19.5, в) также отвечает требованиям электроснабжения потребителей 2-й и 3-й категорий надежности. Схема рис. 19.5, г) используется для питания потребителей 1-й, 2-й и 3-й категорий надежности.

Магистральные схемы уступают радиальным схемам в отношении надежности электроснабжения и удобства эксплуатации. Некоторые виды магистральных схем приведены на рис. 19.6. Для питания цеховых ТП, потребители которых относятся к 3-й категории надежности электроснабжения, применяют простую магистральную схему рис. 19.6, а, а для потребителей 2-й и 3-й категорий — кольцевые разомкнутые схемы рис. 19.6, б. В нормальном режиме схема кольца разомкнута разъединителем на одной из ТП. Место размыкания может быть выбрано произвольно, но для получения минимальных потерь мощности желательно, чтобы разрыв был в точке токораздела. Питание полуколец осуществляется от шин РП. Сечение кабелей, соединяющего ТП кольца, рассчитано на возможную передачу всей мощности кольца с учетом допустимой его перегрузки. В аварийном режиме после нахождения участка повреждения

он отключается разъединителями и питание потребителей восстанавливается.

На рис. 19.6, в приведена схема с двумя сквозными магистралями одностороннего питания. Наличие АВР на РУ — 380 В в ТП

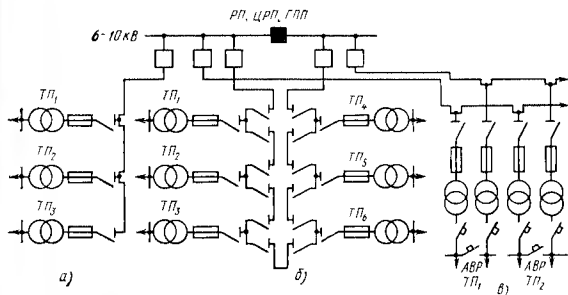


Рис 19.6 Схемы магистрального питания цеховых подстанций

обеспечивает надежность электроснабжения потребителей 1-й, 2-й и 3-й категорий.

Трансформаторы цеховых подстанций в приведенных схемах могут присоединяться к питающим линиям (6—10 кВ) либо посредством разъединителей и высоковольтных предохранителей или выключателей нагрузок (ВН). Их выбор обусловлен мощностью трансформаторов, установленных в ТП.

ГЛАВА 20

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

§ 20.1. Электрооборудование распределительных пунктов и трансформаторных подстанций

В городских электрических сетях для приема и распределения электрической энергии широко используют распределительные пункты и трансформаторные подстанции.

Их основным электрооборудованием являются: силовые трансформаторы (устанавливаются на подстанциях), масляные выклю-

чатели, выключатели нагрузки, высоковольтные предохранители, разъединители, приводы к выключателям и разъединителям, реакторы, измерительные трансформаторы и другие коммутационные аппараты.

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования (трансформации) одного напряжения в другое, более низкое или высокое. Трансформаторы, понижающие напряжение, называют понизительными, а повышающие — повысительными.

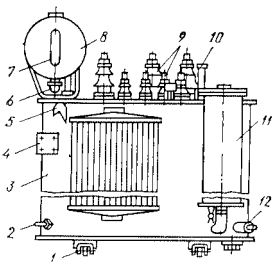


Рис 20.1 Силовой трехфазный масляный трансформатор

1 — катушка, 2 — болт заземления; 3 — бак, 4 — паспортная табличка, 5 — подъемный крюк, 6 — воздухоосушитель, 7 — маслоуказатель, 8 — расширитель, 9 — ввод 10 и 0,4 кВ, 10 — термометр, 11 — термосифонный фильтр; 12 — пробка для отбора проб и слива масла

трансформатора; расширитель, обеспечивающий возможность расширения трансформаторного масла при его нагревании, а также уменьшение соприкосновения масла с воздухом (кроме того, масло в трансформаторе менее подвержено окислению, увлажнению и загрязнению); переключатель регулирования напряжения; арматура.

По числу обмоток, встроенных в трансформатор, различают двухобмоточные и трехобмоточные трансформаторы. В городских сетях и для электроснабжения предприятий городского хозяйства широко используют трехфазные двухобмоточные силовые трансформаторы мощностью до 630 и реже до 1000 кВ·А. По способу охлаждения трансформаторы делятся на масляные и воздушные (сухие трансформаторы). Наиболее распространены трансформаторы с масляным охлаждением (ТМ) (рис. 20.1).

Согласно ГОСТ 11677—65 установлена следующая шкала номинальных мощностей двухобмоточных силовых трехфазных трансформаторов: 10, 16, 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000 кВ·А и т. д.

Каждый трансформатор характеризуется номинальными техническими данными: мощность (кВ·А), напряжение обмоток ВН и НН (кВ), токи в обмотках (А), напряжение короткого замыкания (В), ток холостого хода (А), группа и схема соединения обмоток.

Режим трансформатора, при котором его первичная обмотка подключена к сети с номинальным напряжением, а вторичная разомкнута (нагрузка отключена), называется холостым ходом или холостой работой.

Схема соединения обмоток		Диаграмма векторов		Условное обозначение (группы)
Высшее напряжение	Низшее напряжение	Высшее напряжение	Низшее напряжение	
				Y/Y-0
				Δ/Y-11

Рис 202 Группы соединений обмоток силовых трансформаторов, применяемых в городских электрических сетях

Ток, протекающий по первичной обмотке при холостом ходе трансформатора, называют током холостого хода. Его значение зависит от мощности трансформатора и колеблется в пределах 0,8—2,6% от номинального тока.

Напряжением короткого замыкания трансформатора называется такое напряжение в процентах от номинального, которое надо подвести к первичной обмотке при замкнутой накоротко вторичной, чтобы в короткозамкнутой обмотке протекал ток, равный номинальному току:

$$u_k = \frac{U_k}{U_{ном}} \cdot 100.$$

Значение u_k для отечественных трансформаторов регламентируется ГОСТ 11920-73 и составляет от 4,5 до 7,5%. Чем больше высокое напряжение и мощность трансформатора, тем больше u_k .

Трехфазные силовые двухобмоточные трансформаторы имеют различные группы соединения обмоток. В городских сетях и на предприятиях городского хозяйства трансформаторы имеют группы соединения обмоток, приведенные на рис. 20.2, которые определяются углом сдвига векторов линейных э. д. с. обмоток высокого и низкого напряжений.

Основные характеристики каждого трансформатора указываются условными обозначениями. Так, например, трансформатор ТМ-160-10/0,4; Y/Y — 0 представляет собой: Т — трехфазный; М — охлаждение масляное естественное; 160 — номинальная мощность, кВ·А; 10 — номинальное напряжение первичной обмотки, кВ; 0,4 — номинальное напряжение вторичной обмотки, кВ; Y/Y — 0 — группа и схема соединения. Для трансформатора с воздушным охлаждением (сухой) вместо буквы М указывается буква С, т. е. ТС-160-10/0,4; Y/Y — 0. Основные технические данные некоторых трехфазных двухобмоточных силовых трансформаторов без регулирования напряжения под нагрузкой приведены в табл. 20.1.

Таблица 20.1

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, % от номинального u_k	Ток холостого хода, % от номинального тока I_x
		ВН	НН	холостого хода $\Delta P_x, \%$	короткого замыкания $\Delta P_k, \%$		
ТМ-100	100	6—10	0,4	0,365	1,97	4,5	2,6
ТМ-160	160	6—10	0,4	0,54	2,65	4,5	2,4
ТМ-250	250	6—10	0,4	0,82	3,7	4,5	2,3
ТМ-400	400	6—10	0,4	1,05	5,5	4,5	2,1
ТМ-630	630	6—10	0,4	1,56	7,6	5,5	2,0
ТМ-1000	1000	6—10	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4
ТМ-1600	1600	10	0,4; 6,3	3,3	18,0	5,5	1,3
ТМ-1000	1000	35	0,4; 6,3; 10,5	2,75	12,2	6,5	1,5
ТМ-1600	1600	35	0,4; 6,3; 10,5	3,65	18,0	6,5	1,4
ТМ-2500	2500	35	6,3; 10,5	5,5	23,5	6,5	1,1

Масляные выключатели являются коммутационными аппаратами для включения и отключения электрических цепей напряжением выше 1 кВ при рабочем режиме (под нагрузкой) и при перегрузках и коротких замыканиях. По исполнению масляные выключатели подразделяются на выключатели с большим объемом масла (баковые) и с малым объемом масла (горшковые). В баковых выключателях контакты всех трех фаз погружены в один закрытый металлический бак, заполненный минеральным маслом, которое служит для гашения электрической дуги, а также для изоляции токоведущих частей друг от друга и от металлического бака. Баковые выключатели на напряжение 6—10 кВ сняты с производства, однако они все еще применяются на многих подстанциях. В горшковых выключателях для каждой фазы имеется отдельный стальной цилиндр, в котором разрываются контакты и гасится электрическая дуга. Гашение происходит в дугогасительной камере, установленной в цилиндре в месте разрыва контактов. Камера

изготавливается из изоляционных материалов — фибры или гетинакса. Минеральное масло в горшковых выключателях служит для гашения дуги и изоляции промежутка между разомкнутыми контактами данной фазы. Если в баковом выключателе, например ВМБ-10, количество масла, заполняющего бак, составляет 50 кг, то в горшковых выключателях оно составляет в зависимости от типа выключателя 4,5—10 кг. Это делает их невзрыво- и непожароопасными и позволяет устанавливать в открытых камерах распределительных устройств напряжением выше 1 кВ.

В городских сетях широко применяются выключатели с малым объемом масла (горшковые) ВМП-10, ВМПП-10, ВМПЭ-10, ВПМ-10, ВПМП-10 и др.

Выключатель серии ВМП-10 (выключатель масляный подвесной, рис. 20.3) имеет небольшие габариты и вес масла в нем (на все три фазы) составляет 4,5 кг. Этот выключатель заводы электропромышленности выпускают в трех исполнениях: ВМП-10 — для установки в обычных стационарных распределительных устройствах — камерах КСО и выключатели ВМП-10К и ВМП-10КУ — для установки в малогабаритных распределительных устройствах с выкатными тележками КРУ (комплектные распределительные устройства). Выключатель ВМП-10К имеет меньшую ширину, чем ВМП-10, что достигается сближением полюсов и установкой между ними изоляционных перегородок. Выключатели серии ВМП-10 изготавливаются на номинальные токи 600, 1000, 1500 А.

Выключатель ВМПП-10 подвесной со встроенным пружинным приводом предназначен для комплектих распределительных устройств.

Выключатель ВМПЭ-10 со встроенным электромагнитным приводом предназначен для комплектих распределительных устройств с выкатными тележками.

Выключатель ВПМП-10 с пружинным приводом используется для установки в ячейках КСО-272.

Применение малообъемных выключателей приводит к значительному снижению стоимости распределительного устройства, так как уменьшаются его габариты и повышается возможность индустриализации монтажа за счет применения комплектных ячеек с установленными в них горшковыми выключателями и оборудованием.

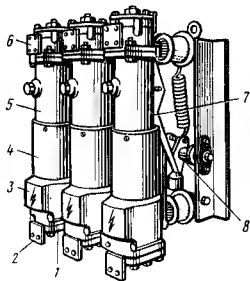


Рис. 20.3. Масляный выключатель ВМП-10:

1 — крышка, 2, 6 — зажимы, 3 — фланец; 4 — бак; 5 — корпус; 7 — изолирующая тяга; 8 — вал

Таблица 20.2

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Предельный сквозной ток, кВ		Ток термической стойкости, кА, в течение времени			Время отключения выключателя * с, не более	Собственное время отключения выключателя ** с, не более
			действующее значение периодической составляющей	амплитудное значение	1 с	4 с	5 с		
ВМП-10 ВМП-10К ВМП-10КУ	10	600	30	52	30	—	20	20	0,1
		1000							
		1500							
ВМП-10	10	630	20; 31,5	52; 80	—	20; 31,5	—	20; 31,5	0,1
		1000							
		1600							
ВМПЭ-10	10	630	20; 31,3	52; 80	—	20; 31,5	—	20; 31,5	0,1
		1000							
		1600							
ВПМ	10	630	20	52	—	20	—	20	0,09 - 0,12
		1000							
ВМПН	10	630	20	52	—	20	—	20	0,09 0,12
		1000							

* Время включения выключателя от подачи команды на включение до замыкания контактов выключателя.

** Собственное время отключения выключателя — от подачи команды на отключение до размыкания контактов выключателя.

Масляные выключатели могут включаться и отключаться вручную и автоматически под действием аппаратов защиты и управления.

Выключатели характеризуются следующими техническими данными: номинальным напряжением, номинальным рабочим током, максимально отключаемым током, предельно отключаемой мощностью.

Основные технические данные масляных выключателей на напряжение 10 кВ приведены в табл. 20.2.

Выключатели нагрузки являются коммутационными аппаратами для отключения и включения цепей под нагрузкой в электрических установках напряжением 6–10 кВ (при токах соответственно $I_{ном} = 200–400$ А) и не рассчитаны на отключение токов короткого замыкания. Выключатель нагрузки в комплекте с высоковольтными предохранителями типа ПК-6 или ПК-10 обеспечивает защиту цепей от токов короткого замыкания.

Этот выключатель представляет собой обычный трехполюсный разъединитель внутренней установки напряжением 6–10 кВ, к каждой фазе которого пристроена из пластмассы дугогасительная камера. Внутри камеры расположены газогенерирующие вкладыши из органического стекла. Подвижный контакт выключателя перемещается внутри вкладыша. Гашение дуги происходит в дугогасительной камере. При отключении цепи под нагрузкой возникшая электрическая дуга между расходящимися контактами выделяет большое количество теплоты, вследствие чего температура в камере сильно возрастает. Под действием высокой температуры органическое стекло выделяет большое количество газов, поток которых с большим давлением быстро гасит дугу.

Выключатели нагрузки выпускают без предохранителей типа ВН-16 и с предохранителями типов ВНП-16 и ВНП-17 (рис. 20 4). Выключатель ВНП-17 отличается от ВНП-16 тем, что у него имеется устройство для автоматического отключения всей установки при перегорании плавкой вставки в одной фазе. Промышленностью выпускаются выключатели нагрузки с заземляющими ножами типов ВН_з-16, ВНП_з-16 и ВНП_з-17. Подстанции городского типа часто оборудуют выключателями нагрузки, обеспечивающими от-

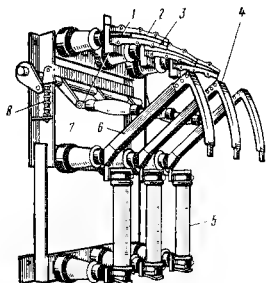


Рис 20 4 Выключатель нагрузки ВНП-16.

1 — неподвижный контакт дугогасительного контура, 2 — пластмассовая камера, 3 — вкладыш из органического стекла, 4 — подвижный контакт дугогасительного контура, 5 — плавкий предохранитель, 6 — неподвижный контакт рабочего контура, 7 — неподвижный контакт рабочего контура, 8 — отключающая пружина

ключение под нагрузкой кабельных линий и трансформаторов. Управляют выключателями вручную и дистанционно.

Основные технические данные выключателей нагрузки приведены в табл. 20.3.

Таблица 20.3

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, мВ · А	Номинальная мощность отключения, мВ · А	Предельный сквозной ток, кА		Предельный ток термической устойчивости, кА/время протекания, с	Тип привода
					действующее значение	амплитуда		
ВН-16	6	400	0,8	—	14,5	25	6/10	ПР-16
	10	200	0,4	—	14,5	25	6/10	ПР-17
ВНП-16	6	30, 75, 150	20	300	—	—	—	ПР-16 ПР-17
ВНП-17	10	30, 50, 100	12	300	—	—	—	ПС-10

Высоковольтные предохранители широко применяют в городских сетях напряжением 6—10 кВ для защиты маломощных линий, силовых трансформаторов и измерительных трансформаторов на-

пряжения от токов коротких замыканий и перегрузок. Преимущественно распространены предохранители с кварцевым заполнением, которые выпускают двух видов: ПКТ — для защиты силовых трансформаторов и ПКТН — для защиты измерительных трансформаторов напряжения. Силовой предохранитель типа ПК-10 (рис. 20.5) представляет собой полую фарфоровую трубку (патрон) 2 с армированными по концам латуниными колпачками 1. Внутри трубки установлены плавкие вставки, которые припаяны к латунным колпачкам. При номинальных токах плавкой вставки до 7,5 А она выполняется из одной медной посеребренной проволоки, намотанной на керамический сердечник, вставленный в патрон. При больших токах плавкие вставки выполняют в виде спиралей из нескольких медных посеребренных проволок, которые размещают в трубке и засыпают кварцевым песком 7. На плавкие вставки предохранителей

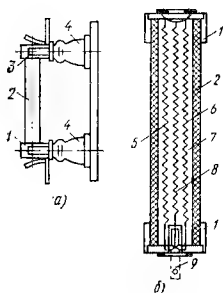


Рис. 20.5. Высоковольтный предохранитель типа ПК на 10 кВ:

а — общий вид; б — разрез патрона предохранителя: 1 — латунный колпачок; 2 — патрон; 3 — пружинящий контакт; 4 — фарфоровый изолятор; 5, 6 — проволока плавкой вставки; 7 — кварцевый песок; 8 — стальная пружина; 9 — указатель срабатывания

с номинальными токами выше 7,5 А напаяются оловянные шарики, обеспечивающие снижение температуры перегрева элементов предохранителя при малых токах перегрузки. Это явление основано на «металлургическом эффекте», заключающемся в том, что при нагреве плавкой вставки до температуры плавления олова оловянные шарики, расплавляясь, проинкают в медь и образуют в местах их установки сплав, температура плавления которого ниже температуры плавления меди.

Заполнение фарфоровой трубки предохранителя кварцевым песком при сгорании плавкой вставкой обеспечивает быстрое дугогашение. При больших значениях тока короткого замыкания предохранители ПКТ и ПКН срабатывают в тысячные доли секунды. Они резко обрывают цепь тока короткого замыкания, не давая ему возрасти до максимального значения и тем самым создавая благоприятные условия для работы защищаемого оборудования в режимах короткого замыкания. Поэтому такие предохранители являются не только защитными, но и токоограничивающими.

Предохранитель ПКТ срабатывает бесшумно. В условиях эксплуатации для быстрого определения патрона с перегоревшей плавкой вставкой их снабжают указателем срабатывания 9. Принцип работы указателя следующей: в патроне предохранителя размещена стальная пружина 8, соединенная якорем с указателем 9; в момент срабатывания эта пружина перегорает и освобождает указатель, выталкиваемый вниз специальной пружиной. По положению указателя 9 можно судить об исправности предохранителя.

В предохранителе ПКН отсутствуют указатели срабатывания. О перегорании плавкой вставки судят по приборам, включенным в цепь трансформатора и напряжения. Плавкая вставка в этих предохранителях выполнена из одной константановой проволоки, намотанной на керамический сердечник.

Разъединители служат для включения и отключения участков сети и оборудования, находящихся под напряжением при отсутствии нагрузки. Кроме того, для безопасности ремонта линии и электрооборудования разъединителем создается видимый разрыв электрической цепи.

Допускается отключать трехполюсными разъединителями с механическими приводами токи холостого хода трансформаторов мощностью не выше 630 кВ·А, напряжением 6 кВ и до 400 кВ·А, напряжением 10 кВ, а также токи нагрузки до 15 А при напряжении 10 кВ. Разъединители выпускаются в однополюсном исполнении типа РВО, а также в трехполюсном исполнении типов РВ, РВЗ (с заземляющими ножами) и РВФ, РВФЗ.

На рис. 20.6 показан трехполюсный разъединитель для внутренней установки 6—10 кВ. Однополюсные разъединители включают и отключаются вручную с помощью изолирующей штанги, а трехполюсные — с помощью рычажного привода ПР-2.

Технические характеристики разъединителей внутренней установки 6—10 кВ приведены в табл. 20.4.

Тип разъединителей	Число полюсов	Напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Предельный сквозной ток (амплитуда), кА	Термическая устойчивость, кА ² с	Тип привода
РВО	1	6; 10	400 630	50 60		Изолирующая штанга
РВ, РВФ	3	6; 10	400 630	50 60	1000 1600	ПР-10; ПР-11
РВЗ, РВФЗ	3	6; 10	400 630	50 60	1000 1600	ПР-10, ПР-11

Приводы являются аппаратами для включения и удержания во включенном положении, а также отключения коммутационных аппаратов (масляного выключателя, выключателя нагрузки или разъединителя).

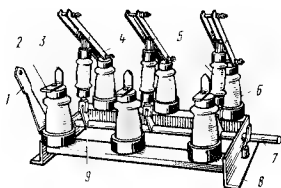


Рис 206. Трехполюсный разъединитель типа РВ.

1 — приводной рычаг на валу разъединителя; 2 — контакт для присоединения шин; 3 — неподвижный контакт; 4 — подвижный нож; 5 — фарфоровая тяга; 6 — опорный изолятор; 7 — вал разъединителя; 8 — металлическая рама; 9 — поводок фарфоровой тяги.

С помощью приводов осуществляется ручное, автоматическое и дистанционное управление коммутационными аппаратами. По роду используемой энергии приводы разделяются на ручные, пружинные, электромагнитные, электродвигательные и пневматические.

По роду действия приводы бывают прямого и косвенного действия. В приводах прямого действия движение включающего устройства передается непосредственно на приводной механизм выключателя в момент подачи импульса от источника энергии. Такие приводы потребляют большое количество энергии. В приводах косвенного действия энергия, необходимая для включения, предварительно запасается в специальных устройствах: маховиках, пружинах, грузах и т. д.

Ручной привод типа ПР-10, представляющий рычажно-шатунный механизм прямого действия, применяется для ручного управления разъединителями внутренних электроустановок 6—10 кВ.

Ручной привод типа ПР-17 предназначен для ручного управления выключателями нагрузки.

Привод ПРА-17 (привод рычажный автоматический) служит для ручного и автоматического управления выключателями на-

грузки. Включение привода производится только вручную, а отключение — вручную, дистанционно. При необходимости управления выключателями нагрузки дистанционно (включение и отключение) применяют электромагнитный привод типа ПС-10.

На подстанциях небольшой мощности для управления масляными выключателями используют ручные автоматизированные приводы типа ПРБА (привод рычажный блинкерный с автоматическим отключением). В механизм привода встроены реле максимального тока и реле минимального напряжения, которые производят отключение выключателя при перегрузках, коротких замыканиях или при исчезновении напряжения. Для сигнализации положения автоматического отключения масляного выключателя имеется указатель положения (блинкер).

Отключение привода возможно вручную и автоматически под действием защиты; включение производится только вручную.

В городских сетях наиболее распространены приводы для управления масляными выключателями являются пружинные приводы косвенного действия типов ПП-67 и ППМ-10, работающие за счет энергии предварительно заведенных цилиндрических пружин. Эти приводы осуществляют автоматическое, дистанционное или ручное управление. Заводить пружину привода можно вручную или дистанционно с помощью небольшого электродвигателя. Пружинные приводы очень просты, удобны в обслуживании, дешевы, потребляют незначительную мощность и надежно работают как на постоянном, так и на переменном токе. На рис. 20.7 показан пружинный привод ПП-67 со снятым защитным диском. Электромагнитные приводы типов ПС-19 и ПЭ-11 для управления масляными выключателями типов ВПМ-10 и ВМП-10 являются приводами прямого действия. Они работают на постоянном токе при напряжении 110 или 220 В. Основным их недостатком является необходимость для их работы аккумуляторной батареи или выпрямительного устройства.

Реакторы применяются в том случае, когда в сетях, питающихся от мощных станций и подстанций, при коротких замыканиях токи достигают очень больших значений, поэтому электрооборудование, а также кабельные питающие линии приходится выбирать, исходя из условий их устойчивости к токам короткого замыкания. Учиты-

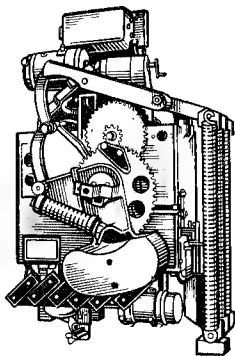


Рис. 20.7 Пружинный привод ПП-67 (со снятым защитным диском)

вая, что большие токи короткого замыкания требуют установки более мощного и дорогостоящего оборудования, принимают специальные меры, ограничивающие токи короткого замыкания, например путем искусственного увеличения сопротивления цепи короткого замыкания. Это достигается последовательным включением в цепь тока каждой фазы катушки без стального сердечника с большим индуктивным сопротивлением и незначительным активным сопротивлением (реактор). Таким обра-

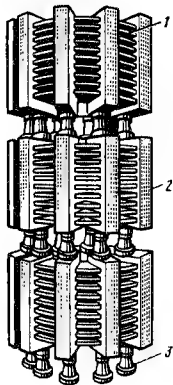


Рис. 20.8. Бетонный реактор РБ-10 на 10 кВ.

1 — обмотка; 2 — колонка;
3 — опорный изолятор

зом, реактор является аппаратом, предназначенным для ограничения токов короткого замыкания в мощных электроустановках и позволяющим сохранить определенный уровень напряжения на шинах РУ, к которым присоединены линии, питающие нагрузки. В закрытых РУ напряжением 6—10 кВ применяют бетонные реакторы серии РБА (реактор бетонный с алюминиевой обмоткой), РБАМ (М — малые потери), РБАС (С — сдвоенный) и др.

На рис. 20.8 показана установка трехфазного комплекса бетонного реактора РБ-10 на 10 кВ.

Реакторы характеризуются номинальным напряжением, номинальным током и индуктивным сопротивлением в процентах. Оно выражает значение падения напряжения в одной фазе реактора в процентах от номинального напряжения, которое колеблется в пределах 4—12%. Реакторы выполняются однофазными и включаются в каждую фазу. Их изготовляют на номинальные токи 400—4000 А.

Трансформаторы тока применяются в электрических установках напряжением до 1 кВ и выше и предназначены для питания последовательных обмоток (токовых обмоток) измерительных приборов (амперметров, ваттметров, счетчиков), реле защиты и автоматики. Кроме того, трансформаторы тока обладают рядом положительных свойств: в установках напряжением выше 1 кВ надежно изолируют измерительные приборы и реле от высокого напряжения и тем самым создают безопасные условия для их эксплуатации; дают возможность устанавливать измерительные приборы и реле на расстоянии от цепи измерения.

Первичная обмотка трансформатора тока включается последовательно в рассечку цепи и пропускает через себя весь измеряемый ток. Первичные обмотки трансформаторов тока 10 кВ рассчитаны на номинальные токи от 5 до 1500 А. Номинальный ток вторичных обмоток равен 5 А. Применяя измерительные трансформаторы, можно измерять любые значения тока с помощью обычных ампер-

метров. Для этого на шкалах измерительных приборов наносят деления с учетом коэффициентов трансформации.

Коэффициентом трансформации трансформаторов тока называют отношение значения первичного номинального тока к значению вторичного и приближенно равного отношению числа витков вторичной обмотки к числу витков первичной обмотки: $n = I_1/I_2 \approx \omega_2/\omega_1$.

Трансформатор тока характеризуется номинальным напряжением, рабочим током, классом точности, коэффициентами динамической и термической устойчивости при прохождении токов короткого замыкания. Точность результатов измерений зависит от двух видов погрешностей, которые дают трансформаторы тока: а) погрешность в токе, б) угловая погрешность. Погрешность в токе, выраженная в процентах от измеряемого тока I_1 , определяется по формуле

$$\Delta I \% = \frac{I_2 K_{\text{рт}} - I_1}{I_1} \cdot 100.$$

Угловая погрешность определяется углом δ , т. е. углом сдвига по фазе между векторами I_2 и I_1 .

Значение погрешности зависит в первую очередь от значения нагрузки во вторичной цепи трансформатора тока. Один и тот же трансформатор может иметь различную погрешность при изменении нагрузки (сопротивления) во вторичной цепи. С увеличением нагрузки во вторичной цепи z_2 (Ом) или S (В·А) токовая и угловая погрешности увеличиваются. Поэтому в каталогах для трансформаторов тока даются значения допустимых нагрузок при работе в различных классах точности.

Для амперметров и токовых реле важно значение токовой погрешности, а для приборов типа ваттметра, счетчика электрической энергии — также и угловая погрешность. Трансформаторы тока следует подбирать с номинальным значением первичного тока, наиболее близким к расчетному длительному току цепи, так как при работе трансформатора со значительной недогрузкой погрешности возрастают.

В зависимости от загрузки вторичных обмоток трансформаторов тока они делятся на классы точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Класс точности указывает предельную погрешность трансформатора тока в процентах от действительной силы тока.

Трансформатор тока класса точности 0,2 применяют для точных лабораторных измерений; 0,5 — для подключения расчетных счетчиков электрической энергии; 1 и 3 — для технических измерений тока и подключения реле; 10 — для токовых реле, встроенных в приводы масляных выключателей.

Следует помнить, что вторичную обмотку трансформатора тока нельзя разрывать при его работе, так как это увеличивает магнитную индукцию в стали сердечника вследствие отсутствия

размагничивающего действия вторичной обмотки, что приводит к сильному нагреву сердечника, и трансформатор может сгореть. Кроме того, на зажимах разомкнутой вторичной обмотки возникает повышенная ЭДС, опасная для обслуживающего персонала, изоляции приборов и соединительных проводов. Поэтому при отключении прибора от вторичной обмотки трансформатора тока необходимо предварительно обмотку замкнуть накоротко.

Для обеспечения безопасности обслуживания трансформаторов тока при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками последние должны быть заземлены.

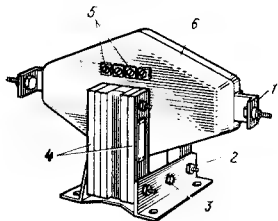


Рис. 20.9 Проходной многовитковый трансформатор тока типа ТПЛ-10.

1 — зажимы первичной обмотки, 2 — установочные угольники, 3 — болт для заземления, 4 — сердечник, 5 — зажимы вторичной обмотки, 6 — корпус литый из компаунда

В закрытых РУ на 10 кВ применяют проходные, опорные и катушечные трансформаторы тока. В качестве основной изоляции трансформаторов тока применяют или высоковольтный фарфор, или эпоксидный компаунд.

Трансформаторы тока имеют сокращенные обозначения: Т — трансформатор тока, П — проходной, О — одновитковый, Ф — с фарфоровой изоляцией, Ш — шинный, К — катушечный, Б — быстронасыщающийся, Н — для наружной установки, М — модернизированный, Д — для дифференциальной защиты, З — для защиты

от замыканий на землю, Р — для прочих релейных защит, У — усиленный, Л — с литой изоляцией, В — встроенный. Цифры означают: первая цифра — номинальное напряжение (кВ); вторая — класс точности и последняя цифра — номинальный ток (А).

Трансформаторы тока изготовляют на различные количества витков первичной обмотки и для больших токов часто выполняют с одновитковой первичной обмоткой (в виде шины или круглого стержня).

На подстанциях напряжением 6—10 кВ наибольшее распространение получили трансформаторы тока типов ТПЛ-10 (рис. 20.9), ТПЛМ-10, ТЗРЛ, ТПЛУ-10, ТПФМ, ТПОЛМ-10 и ТПЛ-10-0,5/Р, имеющие две вторичные обмотки и два сердечника: один класса 0,5 — для включения измерительных приборов и второй класса 3 для подключения токовых реле.

В городских сетях напряжением до 660 В применяются трансформаторы тока с литой изоляцией ТКЛ и ТШЛ вместо ранее применяемых ТК и ТШ с хлопчатобумажной изоляцией, а также трансформаторы Т-0,66УЗ. Трансформаторы ТКЛ имеют следующую шкалу номинальных первичных токов: 40, 50, 75, 150, 200, 300, 600, 800, 1000 и 1500 А. Трансформаторы Т-0,66УЗ — 100, 150, 200,

300 и 400 А. Во вторичной цепи значения тока 5 А. Эти трансформаторы рассчитаны на класс точности 0,5 и 1 и применяются в основном для питания измерительных приборов и счетчиков электрической энергии.

Технические данные некоторых типов трансформаторов тока приведены в табл. 20.5.

Таблица 20.5

Тип трансформатора	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Вторичная нагрузка, при которой обеспечивается класс точности						Динамическая устойчивость (кратность)	Однократная термическая устойчивость (кратность)			
			0,5			1					3		
			Ом	В	А	Ом	В	А			Ом	В	А
ТПЛ	10	5 - 200	0,4	10	0,8	20	—	—	250	90			
		300	0,6	15	1,0	25	1,2	—	175	90			
		400	0,6	15	1,0	25	1,2	—	165	70			
ТПОЛ	10	600 - 800	0,4	10	0,6	15	1,2	30	160	65			
		5—400	0,6	15	1,2	30	3	75	250	120			

Трансформаторы напряжения используют для понижения первичного напряжения от 0,5 кВ и выше до вторичного напряжения 100 В. Такое пониженное напряжение необходимо для включения параллельных катушек ваттметров, вольтметров, фазометров, счетчиков электрической энергии и реле защиты, для цепей автоматики и сигнализации. По устройству трансформаторы напряжения делятся на два типа: сухие и масляные с естественным воздушным охлаждением. Сухие трансформаторы напряжения применяют в установках напряжением до 1 кВ, а свыше 1 кВ — масляные. Трансформаторы напряжения изготавливаются однофазными и трехфазными.

Однофазные и обычные трехфазные трехстержневые трансформаторы подобны двухобмоточным силовым трансформаторам и отличаются небольшой мощностью порядка нескольких десятков вольт-ампер.

Наиболее распространены однофазные двухобмоточные трансформаторы с масляным заполнением типов НОМ-6 и НОМ-10 на 6 и 10 кВ (рис. 20.10).

К трехфазным трехстержневым трансформаторам напряжения с компенсационными обмотками, предназначенными для снижения угловой погрешности, относятся трансформаторы типов НТМК-6 и НТМК-10.

Если совмещается питание обычных измерительных приборов, реле защиты и автоматики с питанием приборов контроля изоляции сети относительно земли, применяют трехфазные пятистержневые трансформаторы напряжения типов НТМИ-6 и НТМИ-10. Ос-

новными характеристиками трансформаторов напряжения являются номинальное напряжение и мощность, а также класс точности. Трансформаторы напряжения при измерениях, так же как и трансформаторы тока, допускают две погрешности: по напряжению (коэффициенту трансформации) и угловую.

Погрешность в напряжении можно выразить в процентах от измеряемого напряжения:

$$\Delta U \% = \frac{U_2 \frac{w_1}{w_2} - U_1}{U_1} \cdot 100.$$

Угловая погрешность характеризует сдвиг фаз между первичным и вторичным напряжениями.

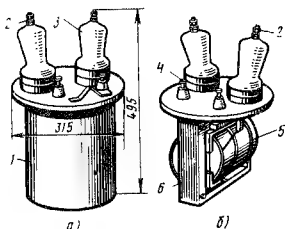


Рис 20.10 Однофазный трансформатор напряжения НОМ.

а — общий вид, *б* — выемная часть: 1 — кожух, 2 — выводы первичной обмотки; 3 — изоляторы; 4 — выводы вторичной обмотки, 5 — обмотки; 6 — сердечник

Значения погрешности зависят от конструкции трансформатора напряжения и значения нагрузки во вторичной цепи (в вольт-амперах).

В зависимости от значения погрешности различают следующие классы точности: 0,2; 0,5; 1; 3.

В зависимости от присоединенной нагрузки один и тот же трансформатор напряжения может работать с различным значением погрешности.

Технические данные трансформаторов напряжения даны в табл. 20.6.

Разрядники применяют для защиты электрооборудования подстанций с воздушными вводами от атмосферных перенапряжений, которые отводят в землю энергию перенапряжения (их включают между линейным проводом и заземлением). В период летнего сезона в электроустановках могут возникать кратковременные (миллионные доли секунды) атмосферные перенапряжения, повышающие в десятки раз номинальное напряжение электроустановки вследствие воздействия на нее грозových разрядов.

Это происходит либо от воздействия электромагнитного поля грозовой разрядки на землю вблизи линии электропередачи или подстанции (индуктивные перенапряжения), либо от прямого удара молнии в линию электропередачи или подстанцию. Наиболее опасными являются атмосферные перенапряжения при прямых ударах молнии, так как возникающие при этом перенапряжения во много раз превышают номинальное напряжение электроустановки. Перенапряжения могут вызвать пробой изоляции, короткие замыкания, а следовательно, вывод из строя высоковольтной аппаратуры. Воздушные линии электропередачи вследствие большой их дли-

Типы трансформатора	Номинальное напряжение обмоток, В			Номинальная мощность, В А, в классе точности			Максимальная мощность, В А
	ВН	НН _{доп}	НН _{осн}	0,5	1	3	
НОМ-6	6 000	100	—	50	75	200	400
НОМ-10	10 000	100	—	75	150	300	640
НТМК-6	6 000	100	—	75	150	300	640
НТМК-10	10 000	100	—	120	200	500	960
НТМИ-6-66	6 000	100	100/3	75	150	300	640
НТМИ-10-66	10 000	100	100/3	120	200	500	960

ны наиболее подвержены атмосферным перенапряжениям. На подходах воздушных линий к подстанциям устанавливают трубчатые разрядники с фибробакелитовыми (РТФ) или винилпластовыми (РТВ) трубками. Трубчатый разрядник РТФ представляет собой трубку из фибры, внутри которой помещены смещенный стержневой электрод и электрод-звездочка. Между электродами имеется воздушный искровой промежуток, который устанавливается в зависимости от напряжения сети. При напряжении сети 10 кВ значение искрового промежутка составляет 15 мм, а при 6 кВ — 10 мм.

При напряжении, превышающем установленный уровень, пробивается искровой промежуток, при этом образуется электрическая дуга. В результате высокой температуры из стенок фибровой трубки выделяются газы, вырывающиеся под большим давлением наружу, которые способствуют деионизации воздушного промежутка в разряднике и гашению дуги.

В городских сетях 6–10 кВ для защиты аппаратуры подстанций от перенапряжений применяют вентильные (запирающиеся) разрядники РВП [разрядник вентильный подстанционный (рис. 20.11)]. В этих разрядниках используется свойство керамического материала — вилита — снижать свое сопротивление при повышении напряжения сверх некоторого предела. При возникновении перенапряжения искровые промежутки разрядника пробиваются и ток на землю начинает проходить через сопротивление, выполненное из вилитовых дисков.

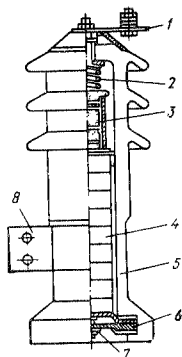


Рис. 20.11. Вентильный разрядник РВП-10.

1 — планка для присоединения к линии; 2 — пружина; 3 — искровые промежутки; 4 — блок вилитовых дисков; 5 — фарфор; 6 — уплотнение; 7 — болт заземления; 8 — хомут для крепления разрядника

новными характеристиками трансформаторов напряжения являются номинальное напряжение и мощность, а также класс точности. Трансформаторы напряжения при измерениях, так же как и трансформаторы тока, допускают две погрешности: по напряжению (коэффициенту трансформации) и угловую.

Погрешность в напряжении можно выразить в процентах от измеряемого напряжения:

$$\Delta U \% = \frac{U_2 \frac{w_1}{w_2} - U_1}{U_1} \cdot 100.$$

Угловая погрешность характеризует сдвиг фаз между первичным и вторичным напряжениями.

Значения погрешности зависят от конструкции трансформатора напряжения и значения нагрузки во вторичной цепи (в вольтамперах).

В зависимости от значения погрешности различают следующие классы точности: 0,2; 0,5; 1; 3.

В зависимости от присоединенной нагрузки один и тот же трансформатор напряжения может работать с различным значением погрешности.

Технические данные трансформаторов напряжения даны в табл. 20.6.

Разрядники применяют для защиты электрооборудования

подстанций с воздушными вводами от атмосферных перенапряжений, которые отводят в землю энергию перенапряжения (их включают между линейным проводом и заземлением). В период легкого сезона в электроустановках могут возникать кратковременные (миллионные доли секунды) атмосферные перенапряжения, повышающие в десятки раз номинальное напряжение электроустановки вследствие воздействия на нее грозových разрядов.

Это происходит либо от воздействия электромагнитного поля грозовой разрядки на землю вблизи линии электропередачи или подстанции (индуктивные перенапряжения), либо от прямого удара молнии в линию электропередачи или подстанцию. Наиболее опасными являются атмосферные перенапряжения при прямых ударах молнии, так как возникающие при этом перенапряжения во много раз превышают номинальное напряжение электроустановки. Перенапряжения могут вызвать пробой изоляции, короткие замыкания, а следовательно, вывод из строя высоковольтной аппаратуры. Воздушные линии электропередачи вследствие большой их дли-

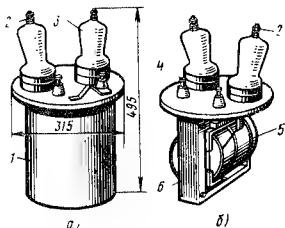


Рис. 20.10. Однофазный трансформатор напряжения НОМ

а — общий вид, *б* — съемная часть: 1 — кожух, 2 — выводы первичной обмотки; 3 — изоляторы, 4 — выводы вторичной обмотки, 5 — обмотки, 6 — сердечник

Типы трансформатора	Номинальное напряжение обмоток, В			Номинальная мощность, В А, в классе точности			Максимальная мощность, В А
	ВН	НН _{доп}	НН _{осн}	0,5	1	3	
НОМ-6	6 000	100	—	50	75	200	400
НОМ-10	10 000	100	—	75	150	300	640
НТМК-6	6 000	100	—	75	150	300	640
НТМК-10	10 000	100	—	120	200	500	960
НТМИ-6-66	6 000	100	100/3	75	150	300	640
НТМИ-10-66	10 000	100	100/3	120	200	500	960

пы наиболее подвержены атмосферным перенапряжениям. На подходах воздушных линий к подстанциям устанавливают трубчатые разрядники с фибробакелитовыми (РТФ) или винипластовыми (РТВ) трубками. Трубчатый разрядник РТФ представляет собой трубку из фибры, внутри которой помещены смежный стержневой электрод и электрод-звездочка. Между электродами имеется воздушный искровой промежуток, который устанавливается в зависимости от напряжения сети. При напряжении сети 10 кВ значение искрового промежутка составляет 15 мм, а при 6 кВ — 10 мм.

При напряжении, превышающем установленный уровень, пробивается искровой промежуток, при этом образуется электрическая дуга. В результате высокой температуры из стенок фибровой трубки выделяются газы, вырывающиеся под большим давлением наружу, которые способствуют деионизации воздушного промежутка в разряднике и гашению дуги.

В городских сетях 6–10 кВ для защиты аппаратуры подстанций от перенапряжений применяют вентильные (запирающиеся) разрядники РВП [разрядник вентильный подстанционный (рис. 20.11)]. В этих разрядниках используется свойство керамического материала — вилита — снижать свое сопротивление при повышении напряжения сверх некоторого предела. При возникновении перенапряжения искровые промежутки разрядника пробиваются и ток на землю начинает проходить через сопротивление, выполненное из вилитовых дисков.

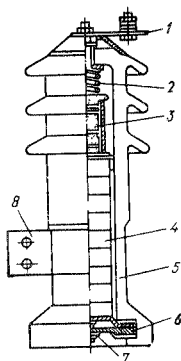


Рис 20.11. Вентильный разрядник РВП-10:

1 — планка для присоединения к линии; 2 — пружина; 3 — искровые промежутки; 4 — блок вилитовых дисков; 5 — фарфор; 6 — уплотнение; 7 — болт заземления; 8 — хомут для крепления разрядника

По мере снижения перенапряжения диэлектрическая прочность вилтовых дисков восстанавливается, т. е. сопротивление быстро возрастает и протекание электрического тока на землю прекращается. Разрядник вновь оказывается готовым к работе.

§ 20.2. Устройство и принципиальные схемы электрических соединений распределительных пунктов и трансформаторных подстанций

По конструктивному выполнению распределительные устройства РП подразделяются на закрытые и открытые.

Закрытые сооружаются при напряжениях 6—10—35 кВ в непосредственной близости от крупных потребителей электроэнергии, а также в городских электрических сетях; *открытые* размещаются на открытом воздухе при напряжениях 35 кВ и более.

В городских сетях 6—10 кВ распределительные устройства РП с одной системой сборных шин обычно размещают в одноэтажном здании без окон и отопления. В зависимости от расположения оборудования распределительные устройства могут быть однорядными или двухрядными, при которых получаются более компактные здания.

До недавнего времени монтаж электрооборудования распределительных устройств осуществлялся на месте его установки. Это приводило к удорожанию стоимости монтажа и вследствие его громоздкости отодвигало сроки ввода в эксплуатацию.

Для ускорения монтажа распределительных устройств широко применяются комплекты крупных блоков электрооборудования, поставляемые электропромышленностью. Блоки представляют собой металлические шкафы (камеры), в которых встроены все электрические аппараты высокого напряжения, приборы измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления. Шкафы могут отличаться друг от друга установленной внутри аппаратурой. В них встраиваются выключатели высокого напряжения (масляные выключатели или выключатели нагрузки), разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, разрядники, аппараты защиты, приборы учета и измерения электроэнергии. Таким образом, блоки электрооборудования представляют собой заранее смонтированные на заводах ячейки, которые устанавливаются в помещениях РП или ТП. Применение комплектных камер со встроенным оборудованием дает возможность вести монтаж промышленными методами, тем самым значительно уменьшаются трудоемкость монтажа и стоимость строительства.

Комплектные распределительные устройства можно комплектовать из отдельных металлических шкафов (камер) типа КСО (камера сборная одностороннего обслуживания), в каждом из которых неподвижно встраивается все электрооборудование одной ячейки. Такие устройства называются распределительными устройствами стационарного исполнения. Эти устройства также могут

быть из отдельных металлических шкафов КРУ, в которых коммутационные аппараты (выключатели и разъединители или измерительные трансформаторы напряжения, разрядники) размещаются на выкатной тележке. Распределительные устройства, оборудованные шкафами типа КРУ, называют устройствами выкатного исполнения.

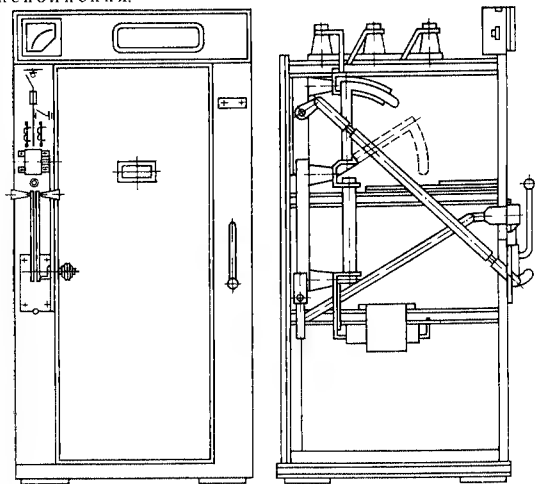


Рис 20.12. Фасад и разрез камеры КСО-366 с выключателем нагрузки и предохранителями (ВНП-17)

В настоящее время камеры КСО выпускаются в двух модификациях. КСО-366 (рис. 20.12) и КСО-272 (рис. 20.13). Малогабаритные камеры КСО-366 используются на подстанциях и в небольших РУ 6—10 кВ, в которых применяются схемы с выключателями нагрузки. В этих камерах могут размещаться выключатели нагрузки с предохранителями, разъединители, трансформаторы напряжения, разрядники. Камеры КСО-272 используются в распределительных устройствах, в схемах которых применяются масляные выключатели ВПМ-10, ВМП-10 и др.

На рис. 20.14 представлены первичные схемы камер КСО-272, которые используются для комплектования РУ—6—10 кВ.

Электротехническая промышленность приступила к выпуску новых серий камер КСО-385 и КСО-285 взамен выпускаемых се

рий камер КСО-366 и КСО-272. Благодаря применению в камерах серий КСО-385 высоковольтных разъединителей и выключателей нагрузки с уменьшенными межполюсными расстояниями, а также рациональному размещению оборудования в камерах КСО-385

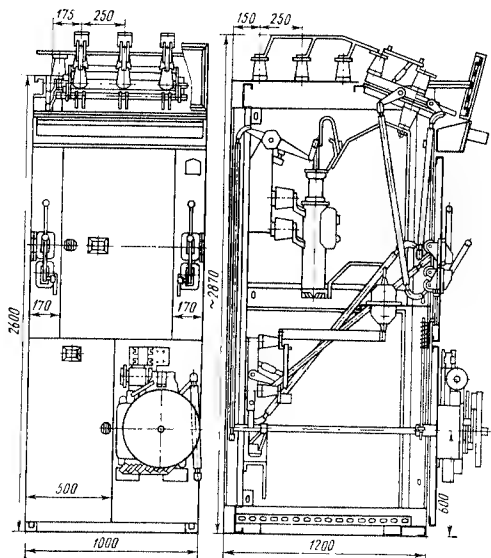


Рис. 20.13. Фасад и разрез камеры КСО-272 с масляным выключателем

и КСО-285 значительно снизились их габариты, металлоемкость и стоимость по сравнению, соответственно, с камерами КСО 366 и КСО-272. Предусмотрено увеличение разновидностей принципиальных схем первичных соединений оборудования в новых камерах.

Распределительные устройства могут также комплектоваться из камер типа КРУ выкатного исполнения (рис. 20.15). Эти камеры допускают смену встроенной аппаратуры (в частности, выключателя) путем выкатки по специальным направляющим тележки с аппаратурой, требующей ремонта, и заменой ее такой же тележкой с резервной аппаратурой. Это позволяет обеспечить быструю ликви-

дацию аварии и ввод в действие распределительного устройства. Кроме того, камеры КРУ надежны в эксплуатации и безопасны при обслуживании.

Камера КРУ разделена металлическими перегородками на четыре отсека: 1) сборные шины, 2) выкатная тележка, 3) трансформаторы тока и кабельная сборка, 4) релейная защита. Разделение камер КРУ на отсеки диктуется необходимостью обеспечить

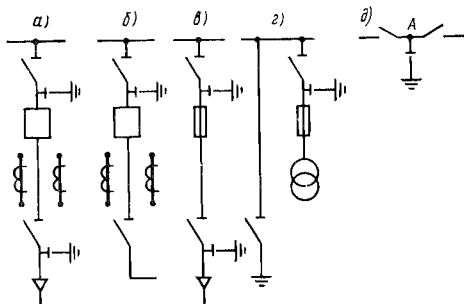


Рис 20.14. Типовые схемы камер КСО-272 для комплектования электрических схем распределительных устройств РП и ТП:

а — отходящая линия 6—10 кВ; б — для комплектования секционного выключателя; в — для силового трансформатора, г — для трансформатора напряжения и заземления сборных шин; д — для двух секционных разъединителей

безопасность при выполнении ремонтных работ в камере и изолировать оборудование от повреждений при возникновении дугового короткого замыкания в каком-либо отсеке камеры.

Камеры КРУ могут устанавливаться в электротехнических помещениях (РП или ТП) непосредственно к стене при одностороннем обслуживании или на расстоянии от стены при двустороннем обслуживании.

Выбор той или иной схемы коммутации распределительного пункта зависит от схемы построения питающих сетей города. На рис. 20.16 представлена принципиальная схема электрических соединений распределительного пункта, применяемого в городских сетях 6—10 кВ для электроснабжения промышленных, жилищно коммунальных и общественных потребителей. Этот пункт представляет собой распределительное устройство, выполненное из комплектов камер КСО-272 с одной системой сборных шин, разделенных на две секции. Снабжение электроэнергией каждой секции осуществляется от разных источников питания, поэтому по условиям надежности пункт удовлетворяет требованиям 1-й категории.

Секции шин соединяются между собой с помощью масляного выключателя. В случае отключения любой из питающих линий (аварийный режим) под действием устройства АВР автоматически включается секционный масляный выключатель и секции продолжают получать питание по одной из оставшихся в работе линии.

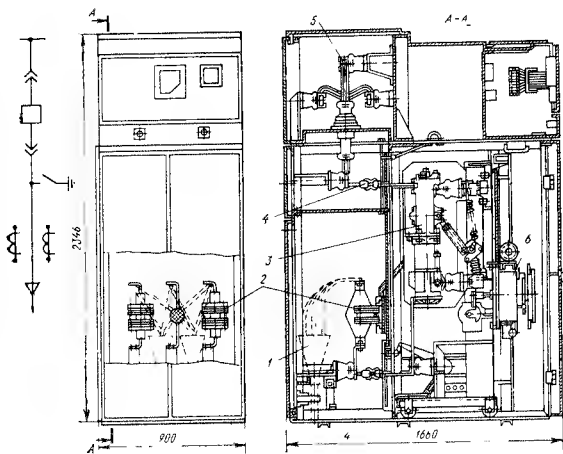


Рис. 20.15 Принципиальная схема, фасад и разрез камеры КРУ с выключателем ВМП-10К:

1 — силовые кабели, 2 — трансформатор тока, 3 — выключатель ВМП-10К на выкатной тележке, 4 — разъединитель втычного типа; 5 — шины 6 — привод

С обеих сторон секционного масляного выключателя установлены разъединители, обеспечивающие видимый разрыв при ремонтах выключателя.

В камерах выключателей установлены линейные разъединители с заземляющими ножами РВЗ-10, трансформаторы тока ТПЛ 10 0,5/Р, масляные выключатели ВМП-10, шинные разъединители с заземляющими ножами РВФЗ 10. Для питания цепей автоматики, учета и контроля напряжения на каждой секции шин установлено по одному трансформатору напряжения. В камере напряжения установлены трансформатор напряжения НТМК-10, предохранители ПКН-10 и шинный разъединитель с заземляющими ножами РВФЗ-10.

Для обеспечения безопасности при выполнении ремонтных работ на каждой секции шин установлен разъединитель РВ-10, соединяющий шины секции с заземлением.

По расположению подстанции различают: *внутрицеховые*, расположенные в здании цеха; *встроенные*, т. е. вписанные в контур

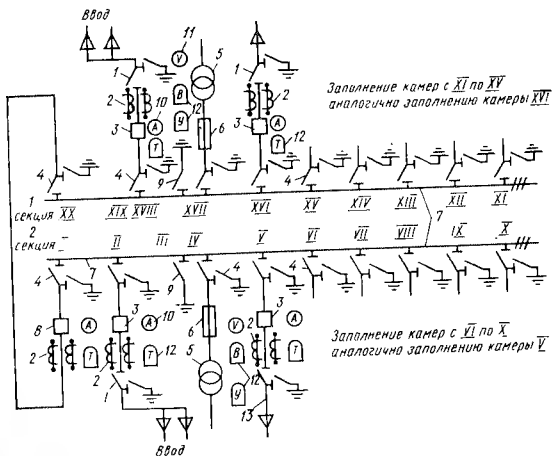


Рис. 20.16 Полная принципиальная схема распределительного пункта:

1, 4 — линейные и шинные разъединители с заземляющими ножами, 2 — трансформатор тока, 3 — выключатели линий, 5 — трансформатор напряжения, 6 — предохранитель ПKN; 7 — сборные шины, 8 — секционный выключатель, 9 — заземляющие разъединители шин; 10 — амперметры, 11 — вольтметры, 12 — реле (В — временн., Т — токовое, У — указательное), 13 — отходящие линии. I — XX — номера секций

основного здания (но при этом выкатка трансформаторов и выключателей производится из здания); *пристроенные*, т. е. примыкающие к основному зданию (с выкаткой трансформаторов и выключателей наружу здания); *отдельно стоящие*.

По принципу обслуживания подстанции могут быть сетевые и абонентские. *Сетевые* подстанции обслуживаются персоналом энергосистемы, а *абонентские* — персоналом потребителя.

В городских сетях применяют закрытые подстанции, оборудованные одним или двумя трансформаторами мощностью 100—630 кВ·А каждый, с первичным напряжением 6—10 кВ и вторичным напряжением 0,4/0,23 кВ, с воздушными или кабельными

вводами. В небольших поселках и в сельской местности часто подстанции с одним трансформатором мощностью до 400 кВ·А устанавливают открыто на деревянных или бетонных конструкциях. В городах с небольшой плотностью застройки применяют отдельно стоящие закрытые однитрансформаторные подстанции с трансфор-

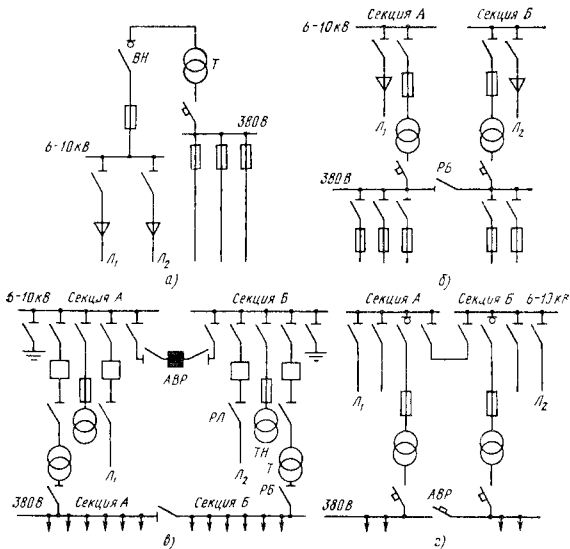


Рис. 20.17. Электрические схемы трансформаторных подстанций:

а — однитрансформаторная; б — двухтрансформаторная подстанция с раздельно работающими трансформаторами; в — то же, с АВР на стороне 6—10 кВ на секционном масляном выключателе; г — то же, с АВР на стороне 380 В

матором мощностью до 630 кВ·А. Схемы электрических соединений однитрансформаторных подстанций являются наиболее простыми и содержат минимальное количество несложных коммутирующих и защитных аппаратов. Эти подстанции предназначены для электропитания потребителей 3-й, а иногда и 2-й категорий. В городах с повышенной плотностью застройки применяют двухтрансформаторные подстанции с трансформаторами мощностью до 630 кВ·А.

Наиболее распространенные схемы трансформаторных подстанций приведены на рис. 20.17.

Многие строительные и монтажные организации городов выпускают комплектные трансформаторные подстанции из объемных железобетонных элементов (блок-коробок), изготовленных на железобетонном заводе вместе со смонтированным оборудованием (кроме трансформаторов). Подстанция доставляется на место строительства отдельными блоками и устанавливается на заранее подготовленную площадку.

В Москве для электроснабжения электроприемников жилищно-коммунальной и общественной застройки применяется блочная комплектная трансформаторная подстанция универсальная (БКТПУ) с двумя трансформаторами мощностью каждого 400 или 630 кВ·А. Подстанция предназначена для включения в распределительную сеть 6—10 кВ, выполненную по двухлучевой схеме. По этой схеме каждая подстанция питается двумя проходными кабельными линиями (лучами) от разных секций шин распределительного пункта. Конструктивно строительная часть подстанции состоит из двух блоков: БТП₁ и БТП₂. Каждый из блоков представляет собой однотрансформаторную подстанцию, в которой размещаются распределительные устройства до 1000 В и выше, силовой трансформатор мощностью 400 или 630 кВ·А и контакторная станция типа ПДУ-8301, которая осуществляет автоматическое включение резерва (АВР). Таким образом, подстанция представляет собой готовое изделие, укомплектованное оборудованием (кроме трансформатора).

По условиям надежности обеспечения электроэнергией подстанция удовлетворяет требованиям питания электроприемников всех трех категорий.

На рис. 20.18 показаны принципиальная электрическая схема и план размещения оборудования подстанции. Как видно из схемы, распределительное устройство напряжением 6—10 кВ в каждом блоке состоит из одной сборки на четыре присоединения с однополюсными разъединителями. Сборки соединены между собой кабельной перемычкой. При нормальной работе подстанции перемычка отключена. Распределительное устройство 380 В представляет собой сборку для присоединения десяти кабельных отходящих линий со смонтированными предохранителями ПН2.

В цепи каждого трансформатора со стороны напряжения 380 В установлена контакторная станция ПДУ-8301, которая состоит из контактора основного питания и контактора резервного питания. В нормальном режиме работы подстанции потребители электроэнергии питаются через основные контакторы. При исчезновении напряжения на одном из лучей со стороны 6—10 кВ (или выхода трансформатора из строя), например, на луче А контактор основного питания этого луча отключается и почти одновременно автоматически включается резервный контактор, который автоматически переключает всю нагрузку на второй трансформатор луча Б. Время автоматического переключения длится не более 0,2 с. Нормальный режим подстанции восстанавливается, как только на ос-

новном контакторе появится напряжение от трансформатора луча А. Аналогичные подстанции используются в крупных городах нашей страны.

Широко применяются комплектные трансформаторные подстанции (КТП), которые поставляются с заводов полностью собранными или подготовленными для сборки. КТП изготавливаются как для внутренней (КТПВ), так и для наружной (КТПН) установки. КТПВ могут быть одно- и двухтрансформаторными, а КТПН — только однитрансформаторными. Все оборудование КТПВ состоит из трех основных узлов: металлического шкафа вводного устройства 6 или 10 кВ, силового трансформатора (мощность трансформатора до 1000 кВ·А) и набора металлических шкафов распределительного устройства 0,4 кВ. КТП имеют меньшие размеры, чем обычные подстанции той же мощности, так как у них отсутствуют проходы и коридоры для обслуживания. КТПВ допускается устанавливать непосредственно в цехе с нормальной средой. Это позволяет максимально сократить протяженность распределительной сети 0,4 кВ.

§ 20.3. Выбор расположения подстанций и числа трансформаторов на них

От правильного размещения подстанций на территории массовой жилой застройки города или на энергоемких коммунальных и промышленных предприятиях, а также от числа подстанций и мощности трансформаторов, установленных в каждой подстанции, зависят экономические показатели и надежность системы электроснабжения потребителей. Трансформаторные подстанции следует приблизить к центру питаемых ими групп потребителей, так как при этом сокращается протяженность низковольтных сетей, снижаются сечения проводов и жил кабелей, а это приводит к значительной экономии цветных металлов и снижению потери энергии. Снижаются также капитальные затраты на сооружение сетей. Поэтому система с мелкими подстанциями (мощность отдельных трансформаторов обычно не превышает 1000 кВ·А при вторичном напряжении сети 0,4/0,23 кВ) оказывается выгодной и применяется повсеместно. Для определения центра нагрузок строится картограмма электрических нагрузок, представляющая собой генеральный план территории застройки предприятия или цеха, на котором показаны силовые нагрузки в виде кругов и осветительные нагрузки в виде секторов. Площадь кругов и секторов в выбранном масштабе соответствует полной нагрузке потребителя. Методом построения равнодействующей нагрузки можно найти центр нагрузок. Однако не всегда удастся расположить подстанцию в расчетном центре, так как часто определяющими факторами являются архитектурно-планировочные решения. В городской жилой застройке между зданиями размещаются детские и спортивные площадки, зоны отдыха и т. д., а при применении отдельно стоящих подстанций их прихо-

дится относить далеко от центров нагрузок. На промышленных предприятиях это вызывается архитектурно-строительными, противопожарными, транспортными особенностями предприятия, цеха, а также расположением технологического оборудования и условиями окружающей среды. Поэтому при выборе месторасположения подстанции следует сопоставлять различные варианты с учетом указанных факторов.

Для приближения трансформаторных подстанций к центрам электрических нагрузок используются комплектные трансформаторные подстанции, пригодные для размещения внутри цеха, а также подстанции, встроенные в здание цеха и пристроенные к нему.

Отдельно стоящие подстанции применяются лишь для пожаро-взрывоопасных цехов или цехов с химически активной средой, воздействующей на оборудование подстанций, а также в тех случаях, когда мелкие разбросанные цехи с незначительной мощностью питаются от одной подстанции.

Для питания потребителей 1-й категории и ответственных потребителей 2-й категории применяются двухтрансформаторные подстанции. Каждый трансформатор питается отдельной линией, подключенной к независимому источнику питания. В случае выхода из строя одного трансформатора другой в соответствии с допустимой по ПУЭ аварийной перегрузкой обеспечивает питание почти всех потребителей, подключенных к подстанции. Перевод нагрузки с вышедшего из строя трансформатора на оставшийся в работе должен осуществляться автоматически.

Для питания потребителей 2-й и 3-й категорий в зависимости от значения суммарной нагрузки, требуемой для подключения к данной подстанции, могут применяться трансформаторные подстанции с одним или двумя трансформаторами.

При применении подстанции с двумя трансформаторами автоматическое включение резерва на подстанции не требуется. Перевод нагрузки с одного трансформатора на другой осуществляется вручную.

При применении подстанций с одним трансформатором питание ответственных потребителей 2-й категории в аварийном режиме обеспечивается от ближайших подстанций, для чего прокладываются кабельные перемычки между шинами распределительных устройств низкого напряжения. Наличие перемычек дает возможность в нормальном режиме в часы малых нагрузок (летнее время, ночные часы) отключать отдельные подстанции с переводом их нагрузки на другие подстанции, тем самым уменьшать потери мощности и потребление реактивной мощности за счет отключенных трансформаторов.

Перемычки между трансформаторами должны быть так рассчитаны, чтобы потеря напряжения до наиболее удаленных электроприемников не превышала допустимой для нормального (а не аварийного) режима работы.

Подстанции с одним трансформатором могут быть также применены и для питания потребителей 1-й категории, если их мощность не превышает 15—20 % мощности трансформатора. Резервирование этих потребителей должно осуществляться автоматически от ближайших подстанций с помощью перемычек на вторичном напряжении. На подстанциях не рекомендуется устанавливать более двух трансформаторов, так как увеличение их числа приводит к росту капиталовложений, повышению годовых расходов и потере энергии. Следует стремиться к тому, чтобы трансформаторы были одинаковой мощности.

Для учета перспективного роста нагрузок при сооружении ТП необходимо предусматривать возможность установки в ней силового трансформатора большей мощности. Так, например, при установке трансформатора 400 кВ·А предусматриваются габариты камеры под трансформатор 630 кВ·А и т. д.

§ 20.4. Выбор мощности трансформаторов и их перегрузочная способность

Выбор номинальной мощности трансформатора в однитрансформаторной подстанции производится из условий обеспечения питания всех электроприемников, присоединенных к подстанции. На действующих предприятиях при наличии суточного графика потребителя номинальную мощность трансформатора следует выбирать не по максимальной нагрузке потребителя, а по величине средней мощности в наиболее загруженной смене из характерных суток. Если мощность трансформатора выбирать по максимальной нагрузке потребителя, то в периоды средних, а тем более минимальных нагрузок трансформатор будет недогружен, а следовательно, его номинальная мощность будет завышена. Поэтому выбранную мощность трансформатора по средней нагрузке потребителя проверяют на допустимую перегрузочную способность, т. е. сможет ли трансформатор в часы максимальных нагрузок покрыть за счет допустимой перегрузочной способности максимальную нагрузку потребителя.

В двухтрансформаторной подстанции выбирают номинальную мощность трансформаторов из условий аварийного режима, когда один из трансформаторов выходит из строя, а оставшийся в работе обеспечивает или всю нагрузку подстанции, или часть ее, так как часть ее нагрузки (электроприемники 3-й категории) может быть отключена.

Перегрузки масляных трансформаторов в аварийном режиме регламентированы инструкцией по проектированию городских электрических сетей. В двух трансформаторных подстанциях при взаимно резервируемых трансформаторах аварийная нагрузка трансформатора, оставшегося в работе, зависит от коэффициента заполнения суточного графика до аварии. При значении этого коэффициента в пределах 0,6—0,65 (данный коэффициент характерен

для городских, трансформаторных подстанций) загрузка трансформатора может составлять не более 100% его номинальной мощности. Такая нагрузка допускается на время максимума нагрузок общей суточной продолжительностью не более 6 ч в течение не более пяти суток.

Эксплуатационные перегрузки. Кроме аварийной перегрузки трансформатора в условиях эксплуатации допускаются систематические перегрузки, которые нормируются ГОСТом. Они зависят от характера суточного графика нагрузки, температуры охлаждающей среды и недогрузки в летнее время.

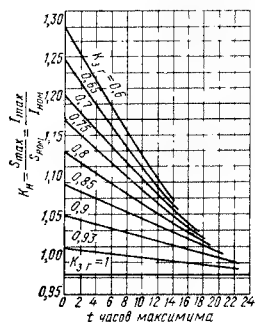


Рис. 20.19. Кривые кратностей допустимых нагрузок силовых трансформаторов в зависимости от коэффициента заполнения графика $K_{зr}$ и продолжительности максимума нагрузки

Для трансформаторов с масляным охлаждением, установленных на открытом воздухе в местности, где среднегодовая и максимальная температура воздуха $\vartheta_{ср}=5^{\circ}\text{C}$ и $\vartheta_{\text{max}}=40^{\circ}\text{C}$, систематическую перегрузочную способность трансформатора в зависимости от коэффициента заполнения суточного графика нагрузки потребителя и продолжительности максимума нагрузки можно определить по кривым кратностей допустимых нагрузок трансформаторов (рис. 20.19).

Коэффициентом заполнения суточного графика ($K_{зr}$) называется отношение

площади, ограниченной суточным графиком, к площади прямоугольника, сторонами которого являются абсцисса ($t=24$ ч) и ордината, равная максимальной нагрузке S_{max} :

$$K_{зr} = I_{ср} / I_{\text{max}} = S_{ср} / S_{\text{max}}, \quad (20.1)$$

где $S_{ср}$, S_{max} — средняя и максимальная нагрузки трансформатора.

Определив по суточному графику продолжительность максимума в часах $t_{п\text{max}}$ и коэффициент заполнения графика $K_{зr}$, по кривым рис. 20.19 определяют коэффициент кратности допустимой нагрузки трансформатора в часы максимума его нагрузки:

$$K_n = I_{\text{max}} / I_{\text{ном}} = S_{\text{max}} / S_{\text{ном}}. \quad (20.2)$$

Допустимая максимальная нагрузка трансформатора (кВ·А)

$$S_{\text{max}} = K_n S_{\text{ном}}, \quad (20.3)$$

где $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность трансформатора.

Если максимум типового (среднего) графика нагрузки в летнее время (июнь — август) меньше номинальной мощности трансформатора, то в зимние месяцы (ноябрь — февраль) допускается доп.полнительная перегрузка трансформатора в размере 1% на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15%. Для трансформаторов, установленных на открытом воздухе в местностях с $\vartheta_{ср}=5^{\circ}\text{C}$ и $\vartheta_{\text{max}}=40^{\circ}\text{C}$, суммарная перегрузка обоих видов нормальных перегрузок, т. е. в зависимости от заполнения графика и недогрузки в летние месяцы, не должна превышать 30% номинальной мощности трансформатора, т. е.

$$S_{\text{доп}} \leq 1,3S_{\text{ном}} \quad (20.4)$$

В местностях, где среднегодовая температура меньше или больше 5°C , номинальную мощность трансформатора можно определить по выражению

$$S_{\text{ном}} = S_{\text{ном п.пасп}} \left(1 + \frac{5 - \vartheta_{ср}}{100} \right), \quad (20.5)$$

где $S_{\text{ном п.пасп}}$ — номинальная паспортная мощность трансформатора для условий $\vartheta_{ср}=5^{\circ}\text{C}$ и $\vartheta_{\text{max}}=40^{\circ}\text{C}$.

Для трансформаторов, установленных в неотапливаемых вентилируемых помещениях, среднегодовую температуру можно принимать на 8°C выше, чем трансформаторов, установленных на открытом воздухе.

Допустимые суммарные перегрузки для трансформаторов, установленных внутри помещения, не должны превышать 20%.

При проектировании цеховых подстанций мощность трансформаторов следует выбирать по средней потребляемой мощности за наиболее загруженную смену ($P_{с.м.}$), а не по максимальной нагрузке, так как это приведет к завышению мощности трансформаторов. Следует также учесть, что оптимальная загрузка трансформатора должна составлять 65–70% его номинальной мощности.

Пример 20.1. Максимальная нагрузка S_{max} на шинах 10 кВ. КТП металлообрабатывающего цеха завода при ее длительности $t=3$ ч составляет 720 кВ·А. Средняя суточная нагрузка составляет 580 кВ·А. Потребители электроэнергии цеха относятся ко 2-й категории надежности электроснабжения. Выбрать число и мощность трансформаторов

Решение. Определяем коэффициент заполнения графика

$$K_{зг} = S_{ср}/S_{\text{max}} = 580/720 = 0,8.$$

По значению $K_{зг}$ и времени максимума $t=3$ ч по графику рис. 20.19 находим коэффициент кратности допустимой нагрузки: $K_n=1,12$.

Расчетная номинальная мощность трансформаторов

$$S_{\text{ном}} = S_{\text{max}}/K_n = 720/1,12 = 643 \text{ кВ·А.}$$

Питание электроприемников 2-й категории при наличии складского резервного трансформатора можно осуществить от одного трансформатора. Принимаем к установке в КТП одного трансформатора мощностью $S_{\text{ном}}=630$ кВ·А.

Если в этом примере выбор мощности трансформатора производили только по S_{max} , то следовало бы принять трансформатор мощностью 1000 кВ·А; в этом случае в периоды средних, а тем более минимальных нагрузок трансформатор был бы значительно недогружен. Кроме того, стоимость КТП удорожалась.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В И ВЫШЕ

§ 21.1. Общие сведения

По электрической сети и электрооборудованию в нормальном режиме работы протекают токи, допустимые для данной установки. При нарушении электрической прочности изоляции проводов или оборудования в электрической сети внезапно возникает аварийный режим короткого замыкания, вызывающий резкое увеличение токов, которые достигают огромных значений. Причины коротких замыканий следующие: пробой изоляции электрических проводов и электрооборудования из-за перенапряжений или постепенного старения изоляционных материалов, схлестывание и наброс голых проводов воздушных линий; механические повреждения кабельных линий во время раскопок траншей или при падении опор; обрывы проводов воздушных линий, а иногда и ошибочные действия персонала станций, подстанций и сетей.

Значительные по значению токи короткого замыкания представляют большую опасность для элементов электрической сети и оборудования, так как они вызывают чрезмерный нагрев токоведущих частей и создают большие механические усилия. Если электрооборудование (токоведущие части аппаратов, шины, изоляторы и т. д.) недостаточно прочно в механическом отношении, то оно может быть разрушено, а повышенный нагрев токоведущих частей повреждает их изоляцию.

Кроме того, короткое замыкание в каком-либо элементе сети вызывает понижение напряжения у потребителей. Это ведет к тому, что тормозятся электрические двигатели, вращающий момент которых пропорционален квадрату приложенного напряжения, а у источников света резко уменьшается светоотдача. Сниженное напряжение у потребителей сохраняется до тех пор, пока аппарат под действием защиты не отключит аварийный участок сети.

Для бесперебойности и надежности электроснабжения потребителей применяют быстродействующие релейные защиты и выключатели, которые отключают аварийный участок, уменьшая последствия коротких замыканий.

Для правильной эксплуатации электрической сети и оборудования кроме расчетов нормальных электрических режимов их работы производят расчеты возможных аварийных режимов, выбирая электрическую сеть и оборудование таким образом, чтобы они выдерживали без повреждения действие наибольших возможных токов короткого замыкания.

В трехфазных электрических установках различают три основных вида коротких замыканий: трехфазное, двухфазное и однофазное. Короткое замыкание, при котором все три фазы замыка-

ются между собой, называется трехфазным. В точке короткого замыкания напряжение равно нулю, если переходное сопротивление в месте короткого замыкания равно нулю (металлическое короткое замыкание).

Токи в фазах в любом месте цепи короткого замыкания и в любой момент времени равны друг другу по величине и сдвинуты между собой по фазе на 120° (при равенстве сопротивления фаз цепи короткого замыкания). Это относится и к напряжениям в фазах короткого замыкания. Поэтому трехфазное короткое замыкание является симметричным замыканием.

Короткое замыкание двух фаз между собой называют двухфазным. Различают двухфазное короткое замыкание в одной точке и двухфазное короткое замыкание с одновременным замыканием точки на землю.

Короткое замыкание одной фазы на нуль или на землю называют однофазным. Оно имеет место только в трехфазных сетях с глухозаземленными нейтральными.

Двухфазные и однофазные короткие замыкания являются несимметричными, так как при этих замыканиях нарушается симметрия напряжений и токов трехфазной системы.

Наиболее часты однофазные короткие замыкания (до 60% от их общего количества), реже случаи трехфазных замыканий (5—10%), двухфазных на землю (20%) и двухфазных (10%).

Значение тока к.з. зависит от мощности источника питания, сопротивления цепи (удаленности места к.з. от источника питания), от вида, а также момента возникновения к.з. и длительности его действия.

§ 21.2. Система относительных единиц

При расчете токов короткого замыкания в установках напряжением выше 1000 В активным сопротивлением генераторов, силовых трансформаторов и реакторов пренебрегают, так как они невелики по сравнению с их индуктивными сопротивлениями и это почти не влияет на результат расчета тока короткого замыкания.

В кабельных и воздушных линиях большой протяженности следует учитывать активные сопротивления, особенно в кабельных, так как индуктивное сопротивление у них относительно мало. В установках напряжением до 1000 В активные сопротивления элементов цепи достаточно велики, поэтому при расчете следует учитывать индуктивные и активные сопротивления.

Расчет токов короткого замыкания может производиться в именованных (омах, амперах, вольтах и т. д.) или в относительных единицах, т. е. в долях от номинальных или каких-либо базовых значений.

В проектной и эксплуатационной практике расчеты токов короткого замыкания (т. к. з.) в сетях напряжением до 1 кВ выполняются только в именованных единицах, а в распределительных сетях

напряжением 6—35 кВ — как в именованных, так и в относительных единицах. Любой элемент трехфазной электрической сети (генератор, трансформатор, реактор) характеризуется номинальными параметрами.

Определим сопротивление в относительных единицах при номинальных условиях. Известно, что в трехфазной сети $S_{\text{ном}} = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{ном}}$ и $x_{\text{ном}} = U_{\text{ном}} / (\sqrt{3} I_{\text{ном}})$.

При других значениях S , U , I , x и т. д. $S_{* \text{ ном}} = S / S_{\text{ном}}$; $U_{* \text{ ном}} = U / U_{\text{ном}}$; $I_{* \text{ ном}} = I / I_{\text{ном}}$; $x_{* \text{ ном}} = x / x_{\text{ном}}$.

Значения, выраженные в относительных единицах, отмечены в индексе звездочкой. Расчетное относительное сопротивление определяется из выражения

$$x_{* \text{ ном}} = \frac{x}{x_{\text{ном}}} = \frac{x}{U_{\text{ном}} / (\sqrt{3} I_{\text{ном}})} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{ном}} x}{U_{\text{ном}}}. \quad (21.1)$$

Зная, что $I_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}})$, получим выражение относительного индуктивного сопротивления

$$x_{* \text{ ном}} = x \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (21.2)$$

Активное сопротивление

$$r_{* \text{ ном}} = r \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (21.3)$$

Полное сопротивление (Ом)

$$z_{* \text{ ном}} = z \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (21.4)$$

где $z = \sqrt{r^2 + x^2}$.

Соответственно полное сопротивление в относительных единицах можно выразить аналогично:

$$z_{* \text{ ном}} = \sqrt{r_{* \text{ ном}}^2 + x_{* \text{ ном}}^2}.$$

Зная сопротивления в относительных единицах, из выражений (21.1)—(21.4) легко получить эти значения в омах:

$$x = U_{\text{ном}} x_{* \text{ ном}} / (\sqrt{3} I_{\text{ном}}) = U_{\text{ном}}^2 x_{* \text{ ном}} / S_{\text{ном}}, \quad (21.5)$$

$$r = U_{\text{ном}} r_{* \text{ ном}} / (\sqrt{3} I_{\text{ном}}) = U_{\text{ном}}^2 r_{* \text{ ном}} / S_{\text{ном}}, \quad (21.6)$$

$$z = U_{\text{ном}} z_{* \text{ ном}} / (\sqrt{3} I_{\text{ном}}) = U_{\text{ном}}^2 z_{* \text{ ном}} / S_{\text{ном}}, \quad (21.7)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное междуфазное напряжение, кВ; $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток, кА; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность, тыс. кВ·А; x , r , z — реактивное, активное и полное сопротивления данного участка цепи, Ом.

Поскольку относительные номинальные значения всегда однозначны, в каталогах параметров электрических машин и трансформаторов приводятся относительные значения, определенные при номинальной мощности и номинальном напряжении, например напряжения короткого замыкания u_k (%).

Наиболее распространен способ выражения значений S , U , I , x и т. д. в долях от некоторого заданного, так называемого базисного значения.

Если относительное номинальное значение какой-либо величины однозначно, то эта же величина в системе базисных значений может иметь множество относительных базисных значений.

Обычно задаются двумя базисными значениями: мощностью S_6 и напряжением U_6 .

Базисную мощность выбирают из соображений наибольшего упрощения вычислений и принимают ее значения 1000, 10 000 кВ·А и т. д. или суммарную номинальную мощность источника питания (например, электростанции или питающего трансформатора).

Базисное напряжение для каждой ступени напряжения следует принимать равным ее среднему номинальному напряжению. Средние номинальные значения напряжений $U_{\text{ср ном}}$: 115; 37; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4 и 0,23 кВ. Если базисную мощность обозначим через S_6 (тыс. кВ·А), базисное (линейное) напряжение — через U_6 (кВ), то базисный ток (кА)

$$I_6 = S_6 / (\sqrt{3} U_6). \quad (21.8)$$

При принятых базисных значениях S_6 , U_6 и I_6 относительные значения будут выражаться аналогичными формулами, как при номинальных условиях: $S_{*6} = S/S_6$; $U_{*6} = U/U_6$; $I_{*6} = I/I_6$; $x_{*6} = x/x_6$.

Относительное базисное индуктивное сопротивление

$$x_{*6} = x \frac{\sqrt{3} I_6}{U_6}. \quad (21.9)$$

Умножив числитель и знаменатель в выражении (21.9) на U_6 , получим

$$x_{*6} = x \frac{S_6}{U_6^2}.$$

Обычно в расчетах за U_6 принимают средние номинальные напряжения $U_{* \text{ср ном}}$;

$$x_{*6} = x \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}. \quad (21.10)$$

Если расчетные параметры элементов цепи к з. заданы в относительных номинальных единицах, то для приведения сопротив-

* $U_{\text{ср ном}} = 1,05 U_{\text{ном}}$. В этой главе $U_{\text{ср ном}}$ будем обозначать $U_{\text{ср}}$.

лений к базисным условиям, т. е. к базисным токам I_6 , мощности S_6 и напряжению U_6 , пользуются следующими выражениями:

$$x_{*6} = x_{*ном} \frac{I_6 U_{cp}}{I_{ном} U_6} \quad (21.11)$$

или

$$x_{*6} = x_{*ном} \frac{S_6 U_{cp}^2}{S_{ном} U_6^2} . \quad (21.12)$$

В том случае, когда $U_{cp}/U_6 = 1$, формулы (21.11) и (21.2) принимают более простой вид:

$$x_{*6} = x_{*ном} \frac{I_6}{I_{ном}} , \quad (21.13)$$

$$x_{*6} = x_{*ном} \frac{S_6}{S_{ном}} . \quad (21.14)$$

Формулы приведения активных и полных сопротивлений аналогичны:

$$r_{*6} = r_{*ном} \frac{I_6}{I_{ном}} , \quad (21.15)$$

$$r_{*6} = r_{*ном} \frac{S_6}{S_{ном}} , \quad (21.16)$$

$$z_{*6} = z_{*ном} \frac{I_6}{I_{ном}} , \quad (21.17)$$

$$z_{*6} = z_{*ном} \frac{S_6}{S_{ном}} . \quad (21.18)$$

§ 21.3. Определение сопротивлений основных элементов системы электроснабжения и результирующих сопротивлений цепи к. з.

Для расчета т. к. з. в заданной точке системы электроснабжения необходимо прежде всего определить сопротивления всех элементов от источника питания до рассматриваемой точки. Основными элементами системы электроснабжения являются синхронные генераторы электростанций, силовые трансформаторы, реакторы, воздушные и кабельные линии.

Рассмотрим приведение сопротивлений отдельных элементов расчетной схемы к. з. к базисным условиям.

Сопротивление генераторов. Для синхронных генераторов заводами-изготовителями в каталогах даются индуктивные сопротивления в относительных единицах для начального момента к. з. x'' (сверхпереходные сопротивления по продольной оси полюсов).

Активным сопротивлением обмоток генератора пренебрегают. Реактивное сопротивление генератора, приведенное к базисной мощности, определяют из выражения

$$x_{*6г} = x_{*г} \frac{S_6}{S_{ном г}}. \quad (21.19)$$

При отсутствии каталогов можно пользоваться следующими средними значениями $x''_{*г}$, отнесенными к номинальной мощности и номинальному напряжению машины:

Турбогенератор мощностью до 100 мВт	0,125
Гидрогенератор с успокоительной обмоткой	0,2
Синхронные и асинхронные двигатели	0,2

Сопротивление трансформаторов. При номинальной мощности силовых трансформаторов $S_{ном тр} > 630$ кВ·А можно считать относительное напряжение к.з. $u_{*к}$ равным его относительному сопротивлению (в каталогах $u_{*к}$ дается в процентах: $u_{*к} = 0,01 u_{*к} \%$).

Если пренебречь активным сопротивлением обмоток ($r \approx 0$), то

$$u_{*к} \approx x_{*ном тр}.$$

Значение $x_{*ном тр}$, приведенное к базисной мощности, будет

$$x_{*6тр} = x_{*ном тр} \frac{S_6}{S_{ном тр}} = u_{*к} \frac{S_6}{S_{ном тр}}. \quad (21.20)$$

При $S_{ном тр} < 630$ кВ·А приходится учитывать активное сопротивление обмоток трансформатора. Тогда реактивное базисное сопротивление определяют из формулы

$$x_{*6тр} = \sqrt{u_{*к}^2 - r_{*ном тр}^2} \frac{S_6}{S_{ном тр}}, \quad (21.21)$$

где $r_{*ном тр}$ — относительное активное сопротивление обмоток трансформатора, отнесенное к номинальной мощности и определяемое по формуле

$$r_{*ном тр} = \Delta P_{max} / S_{ном тр}, \quad (21.22)$$

где ΔP_{max} — потери в металле обмоток трансформатора (принимаются по каталогу), кВт; $S_{ном тр}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Активное сопротивление трансформатора, отнесенное к базисной мощности,

$$r_{*6тр} = r_{*ном тр} \frac{S_6}{S_{ном тр}} = r_{ном тр} \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (21.23)$$

где $r_{ном тр}$ — активное сопротивление трансформатора, Ом;

$$r_{ном тр} = \frac{\Delta P_{max} U_{ном}^2 \cdot 10^3}{S_{ном гр}^2}.$$

Сопротивление реакторов. Реактивное сопротивление реактора, отнесенное к базисной мощности,

$$x_{*бр} = x_{*номр} \frac{S_6 U_{ном}}{\sqrt{3} I_{ном} U_6^2} = x_{*номр} \frac{I_6 U_{ном}}{I_{ном} U_6}, \quad (21.24)$$

где $x_{*номр}$ — номинальное реактивное сопротивление реактора в относительных единицах; в каталогах приводится $x_{номр}$, %; $I_{ном}$ — номинальный ток реактора, кА; $U_{ном}$ — номинальное напряжение реактора, кВ.

Активное сопротивление реактора не учитывается.

Сопротивление линий. Активное сопротивление линий, отнесенное к базисной мощности, определяют по формуле

$$r_{*6л} = r_0 L \frac{S_6}{U_6^2} = r_0 L \frac{\sqrt{3} I_6}{U_6}, \quad (21.25)$$

где L — длина линии, км; r_0 — активное сопротивление линии, Ом/км.

Индуктивное сопротивление линии, отнесенное к базисной мощности,

$$x_{*6л} = x_0 L \frac{S_6}{U_6^2} = x_0 L \frac{\sqrt{3} I_6}{U_6}, \quad (21.26)$$

где x_0 — индуктивное сопротивление линии, Ом/км.

Если расчетная схема цепи к.з. содержит несколько цепей, связанных между собой трансформаторами, и линия работает при напряжении, отличающемся от U_6 , то надо сопротивления, выраженные в омах, привести к базисному напряжению:

$$r_{*6л} = r_0 L \frac{S_6}{U_6^2} \frac{U_6^2}{U_{ср}^2} = r_0 L \frac{S_6}{U_{ср}^2} \quad (21.27)$$

и

$$x_{*6л} = x_0 L \frac{S_6}{U_{ср}^2}. \quad (21.28)$$

Значения r_0 и x_0 принимаются по табл. 8.2 и 8.3.

Для определения суммарного (результатирующего) относительного сопротивления до точки короткого замыкания все элементы цепи короткого замыкания необходимо привести к одинаковым базисным условиям. После этого с относительными сопротивлениями можно оперировать так же, как и с сопротивлениями, выраженными в омах.

Для определения полного сопротивления цепи до места к.з. при последовательном соединении сопротивлений элементов цепи необходимо суммировать отдельно индуктивные сопротивления $x_{*6л}$ и активные сопротивления $r_{*6л}$ и найти их геометрическую сумму как

$$z_{*6л} = \sqrt{x_{*6л}^2 + r_{*6л}^2}.$$

Эквивалентное сопротивление двух параллельных линий, обычно имеющих одинаковую длину и одинаковые сопротивления,

$$z_{*6л} = \sqrt{x_{*6л}^2 + r_{*6л}^2} \cdot 2. \quad (21.29)$$

При расчете токов к. з. в установках напряжением выше 1000 В принимается допущение, что активное сопротивление в цепи учитывается только в том случае, если

$$r_{\Sigma} \geq x_{\Sigma}/3, \quad (21.30)$$

где r_{Σ} и x_{Σ} — суммарные активные и индуктивные сопротивления цепи до места к. з.

Пример 21.1. Определить результирующие сопротивления в относительных единицах до точки К расчетной схемы (рис. 21.1). Все данные, необходимые для расчета, приведены на рисунке.

Решение. Задаемся базисной мощностью $S_6 = 20$ мВ·А, т. е. суммарной мощностью генераторов. Принимаем $U_6 = U_{ср} = 6,3$ кВ. Приводим к базисной мощности сопротивления элементов цепи короткого замыкания.

Сопротивление генераторов

$$x_{*6г} = x_{*номг} \frac{S_6}{S_{номг}} = 0,125 \frac{20}{10} = 0,25.$$

Сопротивление трансформаторов Tr_1 и Tr_2 при $S_{ном тр} > 630$ кВ·А, $u_{*к} = x_{*ном тр}$

$$x_{*ном тр} = 7,5/100 = 0,075.$$

Сопротивление, приведенное к базисной мощности,

$$x_{*6тр,1,2} = x_{*ном тр} \frac{S_6}{S_{ном}} = 0,075 \frac{20}{6,3} = 0,27.$$

Сопротивление реактора

$$x_{*6р} = x_{*номр} \frac{I_6 U_{номр}}{I_{номр} U_6} = \frac{4}{100} \cdot \frac{2 \cdot 37}{0,2 \cdot 6,3} = 2,35,$$

где

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_6} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2 \text{ кА}.$$

Сопротивление трансформатора Tr_3 $x_{*ном тр} = 7,5/100 = 0,075$:

$$x_{*6тр3} = x_{*ном тр} \frac{S_6}{S_{ном}} = 0,075 \frac{20}{4,0} = 0,37.$$

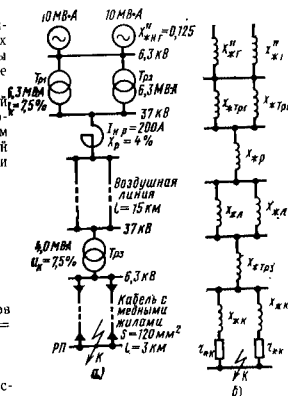


Рис. 21.1. К примеру 21.1:

а — расчетная схема; б — схема замещения

Сопротивление воздушной линии. Сопротивление одной воздушной линии (принимая $x_0=0,4$ Ом/км, см. табл. 8.3) $x_L=x_0 l=0,4 \cdot 15=6,0$ Ом.

Относительное сопротивление одной линии находим по выражению (21.28)

$$x_{*6L} = x_L \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 6 \frac{20}{37^2} = 0,09.$$

Сопротивление кабелей. Индуктивное сопротивление одного кабеля (принимая $x_0=0,08$ Ом/км, см. табл. 8.3): $x_K=x_0 l=0,08 \cdot 3=0,24$ Ом.

Относительное базисное индуктивное сопротивление кабеля

$$x_{*6K} = x_K \frac{S_6}{U_6^2} = 0,24 \frac{20}{6,3^2} = 0,13.$$

Активное сопротивление одного кабеля (принимая $r_0=0,158$ Ом/км)

$$r_K = r_0 l = 0,158 \cdot 3 = 0,47 \text{ Ом.}$$

Относительное активное сопротивление кабеля

$$r_{*6K} = r_K \frac{S_6}{U_6^2} = 0,47 \frac{20}{6,3^2} = 0,3.$$

Суммарное индуктивное сопротивление цепи к.з. до рассматриваемой точки К составит

$$\begin{aligned} x_{*6\sum} &= x_{*6n}/2 + x_{*6тр_{1,2}}/2 + x_{*6p} + x_{*6L}/2 + x_{*6тр_3} + x_{*6K}/2 = \\ &= 0,25/2 + 0,27/2 + 2,35 + 0,09/2 + 0,37 + 0,13/2 = 3,1. \end{aligned}$$

Активное сопротивление цепи к.з. до рассматриваемой точки К

$$r_{*6\sum} = r_{*6K}/2 = 0,3/2 = 0,15.$$

В соответствии с формулой (21.30) активное сопротивление цепи к.з. учитывается, если $\Sigma r \geq \Sigma x/3$.

В данном примере $r_{*6\sum} = 0,15 < x_{*6\sum}/3 = 3,1/3 = 1,0$.

Следовательно, активным сопротивлением кабельной линии пренебрегаем. Тогда расчетное сопротивление цепи к.з. до рассматриваемой точки К составит $x_{*6\sum} = x_{*6\sum} = 3,1$.

§ 21.4. Короткое замыкание в трехфазной цепи, питающейся от электрической системы неограниченной мощности

Под системой неограниченной (бесконечной) мощности понимают такой источник питания, у которого напряжение на его шинах практически остается постоянным при любых ненормальных режимах в сети (сбросы нагрузок, перегрузки или короткие замыкания). Для такого источника питания принимают $S_{ном} = \infty$, $x_{сист} = 0$ и $r_{сист} = 0$.

В действительности любая электрическая система имеет определенное конечное значение мощности. Однако часто присоединенные к системе электрические сети потребляют настолько малую мощность и обладают таким большим внутренним сопротивлением по сравнению с огромной мощностью и незначительным сопротивлением системы, что при к.з. в таких сетях напряжение на шинах системы практически не изменяется. Поэтому в расчетах токов к.з. напряжение источника питания принимается неизменным.

Такое допущение возможно при расчетах токов к.з. в ответвлениях небольшой мощности, так как ток к.з. в них невелик и не может существенно снизить напряжение на шинах системы. Такое же допущение принимается при расчетах токов к.з. в сетях напряжением до 1000 В. Для городских сетей напряжением до 10 кВ и в сетях, питающих трансформаторы мощностью до 1000 кВ·А, при значительной удаленности от источника питания принятое допущение также не вносит серьезной погрешности в расчеты.

Вместе с тем для случая питания непосредственно от шин РУ напряжением 6—10 кВ городской электростанции и для мощных линий электропередачи следует учитывать явления, происходящие в генераторах станции, чтобы не допустить серьезной ошибки в расчетах и не установить слишком мощную и дорогостоящую аппаратуру.

Рассмотрим наиболее простое повреждение в трехфазной цепи — трехполюсное к.з. При замыкании всех трех фаз в одной точке (трехфазное к.з.) в первый момент напряжение остается таким же, как и при нормальном режиме. Ток к.з. также не может мгновенно измениться, так как обмотки статоров синхронных генераторов и элементы короткозамкнутой цепи обладают индуктивностью, задерживающей увеличение тока и снижение напряжения в цепи. В последующие моменты, поскольку сопротивление в каждой фазе резко уменьшилось, в цепи резко возрастает ток по сравнению с режимом нормальной работы сети. При этом напряжение быстро начнет уменьшаться вследствие увеличения потерь напряжения во всех элементах короткозамкнутой цепи. За время к.з. с момента его возникновения ток изменяется от максимального до некоторого установившегося значения. Изменение тока за этот период называется переходным процессом.

На рис. 21.2 дана кривая изменения тока к.з. в цепи, питающей от системы неограниченной мощности. Мгновенное значение полного тока к.з. i_k в любое время переходного процесса можно представить состоящим из двух составляющих: периодического синусоидального тока с неизменной амплитудой i_n и аperiodического «свободного» затухающего тока i_a .

Таким образом, значения мгновенного полного тока к.з. в течение переходного процесса равны алгебраической сумме периодического и аperiodического токов: $i_k = i_n + i_a$.

Аperiodическая составляющая тока к.з. затухает по закону

$$i_a = i_{a0} e^{-t/T_a} = i_{n \max} e^{-t/T_a}, \quad (21.31)$$

где T_a — постоянная времени затухания, определяемая по формуле $T_a = x_z / (314 r_z)$, с; t — время, с; e — основание натуральных логарифмов ($e = 2,718$); r_z , x_z — результирующие активное и индуктивное сопротивления цепи к.з., Ом.

Время затухания аperiodического тока зависит от значений постоянной времени затухания, т. е. от соотношения значений актив-

ного и индуктивного сопротивлений короткозамкнутой цепи. Чем больше активное сопротивление цепи к.з., тем меньше постоянная времени затухания, а следовательно, аperiodический ток быстрее затухает. Практически он исчезает через 0,15—0,2 с с момента возникновения к.з.

Значение тока к.з. зависит не только от сопротивления элементов короткозамкнутой цепи, но и от момента возникновения ава-

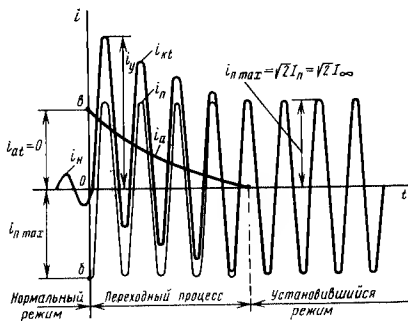


Рис. 21.2. Кривая изменения тока короткого замыкания в цепи, питающейся от системы неограниченной мощности

рийного режима. Наибольшего значения мгновенный ток к.з. i_k достигает в том случае, когда короткое замыкание возникает в момент прохождения тока нагрузки через нуль.

Наибольшее возможное значение мгновенного тока к.з. называют ударным током i_y . Наибольшее значение мгновенный ток приобретает по истечении первого полупериода ($T/2=0,01$ с) с момента возникновения к.з.

Следует учесть, что в трехфазной сети при прохождении тока нагрузки в одной фазе через нуль в двух других нагрузочные токи имеют различные значения. Поэтому расчетное значение ударного тока определяется в той фазе, в которой нагрузочный ток в момент к.з. проходит через нуль.

На рис. 21.2 приведены кривые изменения мгновенных значений тока для наиболее опасного момента возникновения к.з. (ток в одной фазе проходит через нуль). Из рисунка видно, что начальное значение аperiodического тока i_a при $t=0$ равно наибольшему значению периодического тока i_n max, но они противоположны по направлению.

Ударный ток $i_y = i_{n\max} + i_{n\max} e^{-0,01/T_a}$.

Отношение ударного тока к.з. к наибольшему значению периодической составляющей тока к.з. называют ударным коэффициентом K_y :

$$K_y = i_y / i_{n\max}; \quad i_y = K_y i_{n\max}. \quad (21.32)$$

Действующее значение периодической составляющей тока к.з.

$$I_n = I_{n\max} \sqrt{2}; \quad i_{n\max} = \sqrt{2} I_n.$$

тогда

$$i_y = K_y \sqrt{2} I_n. \quad (21.33)$$

Как было выяснено, в образовании ударного тока участвует и апериодическая составляющая тока к.з.

Рассмотрим, в каких пределах изменяется ударный коэффициент K_y . Если в короткозамкнутой цепи $r_{\text{рез}} = 0$, т. е. отсутствует активное сопротивление, то в этом случае $T_a = \infty$, т. е. апериодическая составляющая тока к.з. не затухает и $K_y = 2$. Если в короткозамкнутой цепи $x_{\text{рез}} = 0$, т. е. отсутствует индуктивное сопротивление, то $T_a = 0$, т. е. апериодическая составляющая тока к.з. совсем не возникает и $K_y = 1$. Следовательно, ударный коэффициент изменяется в пределах $2 > K_y > 1$.

Ударный коэффициент можно выразить через постоянную времени затухания апериодической составляющей:

$$K_y = \frac{i_y}{i_{n\max}} = \frac{i_{n\max} + i_{n\max} e^{-0,01/T_a}}{i_{n\max}} = 1 + e^{-0,01/T_a}. \quad (21.34)$$

Определив постоянную времени по выражению $T_a = x_{\text{рез}} / (3,14 r_{\text{рез}})$, по формуле (21.34) найдем ударный коэффициент (K_y). По графику рис. 21.3 и известному значению T_a или отношению $x_{\text{рез}} / r_{\text{рез}}$ можно также определить соответствующее значение K_y .

Для расчетов токов к.з. в сетях напряжением выше 1000 В с преобладающим индуктивным сопротивлением можно принять $K_y = 1,8$; для протяженных кабельных сетей напряжением выше 1000 В $K_y = 1,3$; для сетей напряжением до 1000 В $K_y = 1,1 - 1,2$.

Поскольку апериодический ток исчезает в пределах до 0,2 с, его влияние учитывается только при расчетах динамической устойчивости электрооборудования.

При оценке значений токов к.з. важно знать наибольшее действующее значение полного тока к.з., под которым понимают среднеквадратическое значение тока к.з. за первый период (T). Его определяют из следующего приближенного выражения:

$$I_d = \sqrt{I_n^2 + I_a^2}, \quad (21.35)$$

где I_n — действующее значение периодической составляющей; I_a — действующее значение апериодической составляющей в середине

первого периода. Приближению можно принять его равным мгновенному значению в середине периода ($i_{a\ t=0,01}$).

Подставим в выражение (21.35) значения I_n и I_a для первого периода.

Известно, что $i_{a\ t=0} = i_{n\ max} = I_n \sqrt{2}$; кроме того, из рис. 21.2 находим

$$i_{a\ t=0,01} = i_y - i_{n\ max} = K_y I_n \sqrt{2} - I_n \sqrt{2} = I_n \sqrt{2} (K_y - 1).$$

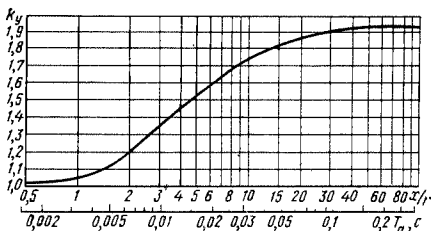


Рис. 21.3. Кривая для определения ударного коэффициента K_y

Следовательно, наибольшее действующее значение полного тока к. з.

$$I_x = \sqrt{I_n^2 + [I_n \sqrt{2} (K_y - 1)]^2} = I_n \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}, \quad (21.36)$$

$I_d = 1,51$ при $K_y = 1,8$; $I_d = 1,09$ при $K_y = 1,3$.

Из рис. 21.2 также видно, что действующее значение периодической составляющей тока к. з. I_n равно действующему значению установившегося тока к. з.: $I_n = I_\infty$.

Действующее значение периодической составляющей или установившегося тока к. з. при трехфазном к. з. определяется по закону Ома:

$$I_n^{(3)} = I_\infty^{(3)} = U_{ном} / \sqrt{3} z_\Sigma, \quad (21.37)$$

где $U_{ном}$ — междуфазное напряжение на шинах питающей системы, кВ; z_Σ — полное сопротивление цепи от источника питания до места к. з., Ом.

В установках напряжением выше 1000 В вследствие небольшого значения активного сопротивления по сравнению с индуктивным в короткозамкнутой цепи активным сопротивлением можно пренебречь. Тогда

$$I_\infty^{(3)} = U_{ср} / \sqrt{3} x_\Sigma, \quad (21.38)$$

где x_{Σ} — суммарное индуктивное сопротивление цепи от источника питания до места к. з., Ом.

Действующее значение периодической составляющей или установившегося тока к. з. можно определить и через сопротивления цепи в относительных единицах.

Известно, что суммарное индуктивное сопротивление цепи к. з. в относительных единицах, по аналогии с выражением (21.9), определяется как

$$x_{*6\Sigma} = \sqrt{3} I_6 x_{\Sigma} / U_6.$$

Из этого выражения определим x_{Σ} и подставим в выражение (21.38), тогда

$$I_{\infty}^{(3)} / I_6 = U_{cp} / (x_{*6\Sigma} U_6);$$

$$I_{*6}^{(3)} = U_{cp} / (x_{*6\Sigma} U_6),$$

если $U_6 = U_{cp}$, то

$$I_{*6}^{(3)} = 1 / x_{*6\Sigma}, \quad (21.39)$$

или в абсолютных единицах

$$I_{\infty}^{(3)} = I_{*6}^{(3)} I_6 = I_6 / x_{*6\Sigma}. \quad (21.40)$$

Для проверки выключателей по отключаемой ими мощности пользуются значением мощности короткого замыкания:

$$S_k = \sqrt{3} U_{cp} I_{\infty}. \quad (21.41)$$

Умножив обе части уравнения (21.40) на $\sqrt{3} U_{ном}$ и полагая, что $U_6 = U_{ном}$, получим

$$S_k = S_6 / x_{*6\Sigma}. \quad (21.42)$$

Пример 21.2. Определить ударный (i_y) и установившийся (I_{∞}) токи и мощность (S_k) трехфазного к. з. в точке К, указанной на схеме рис. 21.4, а. Все данные для расчета указаны на расчетной схеме.

Решение. Все сопротивления выражаем в относительных единицах. Схема замещения приведена на рис. 21.4, б. Принимаем базисную мощность $S_6 = 100$ мВ·А. Относительное базисное индуктивное сопротивление воздушной линии определяем по формуле (21.28): $x_{*л} = x_0 l = 0,4 \cdot 12 = 4,8$ Ом; принимаем $x_0 = 0,4$ Ом/км;

$$x_{*6л} = x_{*л} \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 4,8 \frac{100}{37^2} = 0,35.$$

Относительное базисное индуктивное сопротивление трансформаторов Tr_1 и Tr_2 определяем по формуле (21.20):

$$x_{*ном тр} = u_{*к} = 0,0175 = 0,075,$$

$$x_{*6 тр} = x_{*ном тр} \frac{S_6}{S_{ном тр}} = 0,075 \frac{100}{4,0} = 1,87.$$

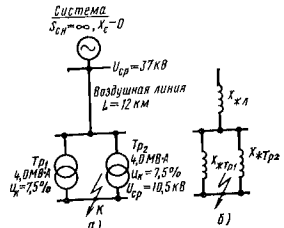


Рис. 21.4. К примеру 21.2:

а — расчетная схема; б — схема замещения

Результирующее сопротивление цепи к. з. до точки К

$$x_{*6\Sigma} = x_{*6л} + x_{*6тр}/2 = 0,35 + 1,87/2 = 1,28.$$

Находим базисный ток по формуле (21.8). Принимаем $U_6 = U_{cr} = 10,5$ кВ
 $I_6 = S_6 / (\sqrt{3} U_6) = 100 / (1,73 \cdot 10,5) = 5,5$ кА. Определяем ток к. з. в точке К
 Известно, что при питании от источника неограниченной мощности дейст-
 вующее значение периодической составляющей тока к. з. равно действующему
 значению установившегося тока к. з.: $I_n^{(3)} = I_\infty^{(3)}$.

По формуле (21.40) находим установившийся ток к. з.: $I_\infty^{(3)} = I_6 / x_{*6\Sigma} =$
 $= 5,5 / 1,28 = 4,3$ кА

По формуле (21.33) определяем ударный ток

$$i_y = K_y \sqrt{2} I_n^{(3)} = K_y \sqrt{2} I_\infty^{(3)} = 1,8 \sqrt{2} \cdot 4,3 = 10,9 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания находим по формуле (21.41):

$$S_k = \sqrt{3} U_{cr} I_\infty^{(3)} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 4,3 = 78,0 \text{ мВ} \cdot \text{А.}$$

§ 21.5. Короткое замыкание в трехфазной цепи с учетом изменения периодической составляющей тока

При коротком замыкании напряжение на зажимах генераторов уменьшается. Этому способствует индуктивный ток к. з., вызывающий размагничивающее действие в генераторах электростанции, вследствие чего уменьшается наводимая в них э.д.с.

Для поддержания постоянства напряжений на вводах генераторов электростанции последние снабжаются автоматическими регуляторами напряжения (АРН), которые при отклонении напряжения от заданной величины автоматически увеличивают ток возбуждения генераторов и тем самым повышают напряжение на их выводах. Если при к. з. в цепи, питающейся от источника неограниченной мощности, амплитуда периодической составляющей тока к. з. во времени не изменяется: $I_{\pi t} = I_\infty$, то в цепи, питающейся от генераторов электростанции без АРН и с АРН, эта амплитуда меняется от наибольшего начального до наименьшего установившегося значений.

Начальное действующее значение периодической составляющей за первый период после возникновения к. з. называют начальным сверхпереходным током к. з. (I''). Действующее значение установившегося тока к. з. обозначим через I_∞ .

Таким образом, действующее значение периодической составляющей тока к. з. изменится от I'' до I_∞ . Начальное действующее значение сверхпереходного трехполюсного тока к. з. можно вычислить, пользуясь законом Ома:

$$I''^{(3)} = E'' / (\sqrt{3} z), \quad (21.43)$$

где E'' — междуфазная сверхпереходная ЭДС генератора, определяемая по упрощенной формуле

$$E'' = U_{ном} + \sqrt{3} I_{ном} x'' \sin \varphi.$$

$z_2 = \sqrt{(x'' + x_2)^2 + r_2^2}$ — суммарное сопротивление цепи к. з. (x'' — сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора; x_2 и r_2 — индуктивное и активное сопротивления короткозамкнутой цепи от выводов генератора до точки к. з.).

Подставив значение E'' в формулу (21.43), получим

$$I''^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}} + \sqrt{3} I_{\text{ном}} x'' \cos \varphi}{\sqrt{3} z}. \quad (21.44)$$

Так как $E'' \approx 1,05 U_{\text{ном}} \approx U_{\text{ср}}$, то

$$I''^{(3)} = U_{\text{ср}} (\sqrt{3} z). \quad (21.45)$$

При питании от системы неограниченной мощности z включает в себя только сопротивление цепи до точки к. з., так как сопротивление системы принимается равным нулю.

Принимая $U_{\text{ср}} = U_6$, выражая z в относительных единицах и приводя его к базисным условиям, после преобразований найдем

$$I''^{(3)} = \frac{U_6 \sqrt{3} I_6}{\sqrt{3} U_{6*6}} = \frac{I_6}{z_{*6}}.$$

Получена простая формула, которой пользуются для определения начального значения периодической составляющей тока к. з.:

$$I''^{(3)} = I_6 / z_{*6}. \quad (21.46)$$

Если выразить $I''^{(3)}$ в относительных единицах, т. е. в долях от базисного тока $I_*''^{(3)} = I''^{(3)} / I_6$, то

$$I_*''^{(3)} = 1 / z_{*6}. \quad (21.47)$$

Без учета активных сопротивлений, т. е. при $r = 0$, получим выражения для сверхпереходного тока при трехфазном к. з.:

$$I''^{(3)} = I_6 / x_{*6}, \quad (21.48)$$

$$I_*''^{(3)} = 1 / x_{*6}. \quad (21.49)$$

Сверхпереходную мощность трехполюсного к. з. при базисном напряжении, равном $U_{\text{ср}}$, определим как

$$S_k^{(3)} = \sqrt{3} U_{\text{ср}} I''^{(3)}. \quad (21.50)$$

Ударный ток для генераторов с успокоительными обмотками (турбогенераторов)

$$i_y = K_y \sqrt{2} I''^{(3)}. \quad (21.51)$$

Действующее значение полного тока к. з. за первый период

$$I_x = I''^{(3)} \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}. \quad (21.52)$$

Если все сопротивления цепи к.з. определены в относительных единицах при некоторой базисной мощности, не равной номинальной, то расчетное сопротивление цепи $x_{*бз}$ пересчитывают на суммарную номинальную мощность генераторов:

$$x_{*расч\ \Sigma} = x_{*бз} \frac{S_{ном\ \Sigma}}{S_б} \quad (21.54)$$

Если же сопротивления определялись в именованных единицах (Ом) при некотором базисном напряжении $U_б$, то расчетное сопротивление цепи x_Σ переводят в относительное расчетное сопротивление, отношение к суммарной номинальной мощности всех генераторов:

$$x_{*расч} = x_\Sigma \frac{S_{ном\ \Sigma}}{U_б^2} \quad (21.55)$$

Если базисная мощность равна мощности источников питания, то расчетными кривыми можно пользоваться без пересчетов, т. е. результирующее сопротивление цепи является расчетным.

По расчетным кривым определяют следующие значения токов к.з.: I'' , $I_{0.2}$; I_∞ , $S_{0.2} = \sqrt{3} U_{ср} I_{0.2}$.

При проектировании электроснабжения коммунальных предприятий и городской застройки часто неизвестно значение номинальной мощности источников питания, в результате невозможно определить токи переходного режима, поскольку расчетные кривые построены для суммарной номинальной мощности источников питания.

Если мощность энергосистемы неизвестна, то в технических условиях на присоединение потребителя к сети системы задают значения I'' и I_∞ или I_∞ и $\beta'' = I''/I_\infty$; в этом случае расчет токов к.з. ведут в такой последовательности. Вначале по кривым графика рис. 21.7, выражающим зависимость между β'' и $x_{*расч}$, находят расчетное сопротивление $x_{*расч}$ от источников питания до той точки, для которой дано значение β'' .

Затем определяют мощность питающей системы (тыс. кВт·А) (только для турбогенераторов):

$$S_{ном\ \Sigma} = \sqrt{3} I'' U_{ср} x_{*расч} \quad (21.56)$$

* В расчетах, особенно при $x_{*расч} \geq 1$, значение $x_{*расч}$ можно принимать средним из значений по кривым 1, 2, 3.

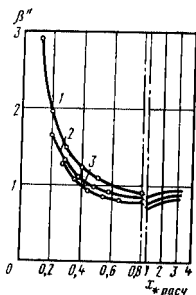


Рис. 21.7. Кривые зависимости расчетного индуктивного сопротивления $x_{расч}$ от кратности сверхпереходного тока короткого замыкания:

1 — для турбогенераторов; 2 — для гидрогенераторов с успокоительной обмоткой; 3 — для гидрогенераторов без успокоительной обмотки

где $U_{\text{ср}}$ — среднее номинальное напряжение в месте к. з., для которого дано значение β'' , кВ; I'' — действующее значение начального сверхпереходного тока, кВ.

Затем сопротивления цепи приводят к базисным условиям и определяют значения тока к. з. в заданной точке для любого момента времени.

Все указанные расчеты токов к. з. производились при условии, что наружные сети подключены к одному источнику питания. Если предприятие питается от двух источников, например энергосистемы и собственной электрической станции, то объединение двух источников питания, имеющих различную электрическую удаленность от точки к. з., внесет существенную ошибку в расчеты. В подобных случаях значения токов к. з. необходимо определять с учетом индивидуального затухания.

Объединение одноименных источников питания допустимо, если удовлетворяется равенство

$$S_1 x_{*1} / (S_2 x_{*2}) = 0,4 + 2,5,$$

где x_{*1} и x_{*2} — сопротивления, приведенные к базисной мощности.

Если значение отношения $S_1 x_{*1} / (S_2 x_{*2})$ меньше 0,4 и больше 2,5, то объединить источники питания нельзя и расчет ведут индивидуально, определяя токи к. з. от каждого источника. Ток в этой точке находят как сумму токов от действия каждого источника.

Определяем переходные значения тока двухфазного к. з.: $x^{(2)}_{* \text{бз}} = 2x^{(3)}_{* \text{бз}}$.

По кривым рис. 21.6 для $x^{(2)}_{* \text{бз}}$ находят кратности $K^{(2)}_{t=0}$, $K^{(2)}_{t=0,2}$ и $K^{(2)}_{t=\infty}$.

Токи двухфазного к. з. определяют из формул:

$$I''^{(2)} = \sqrt{3} K^{(2)}_{t=0} I_6, \quad (21.57)$$

$$I^{(2)}_{0,2} = \sqrt{3} K^{(2)}_{t=0,2} I_6, \quad (21.58)$$

$$I_{\infty}^{(2)} = \sqrt{3} K^{(2)}_{t=\infty} I_6. \quad (21.59)$$

Пример 21.4. Электрическая сеть (рис. 21.8) подключена к сборным шинам ТЭЦ. На станции установлены турбогенераторы, снабженные автоматическими регуляторами напряжения. Определить значение трехфазного к. з. в точке К: I'' , i_y , I_n , $I_{0,2}$, $S_{0,2}$, I_{∞} .

Для упрощения записей индекс «з» в определяемых значениях опущен, так как надо найти токи и мощность только для трехфазного к. з. Все данные, необходимые для расчета, приведены на рис. 21.8.

Решение. Задаем базисной мощностью $S_6 = 20$ МВ·А, т. е. суммарной мощностью генераторов. Принимаем $U_6 = U_{\text{ср}} = 6,3$ кВ. Приводим к базисной мощности реактивные сопротивления: для генератора

$$x''_{* \text{г}} = x''_{* \text{г}} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = 0,125 \frac{20}{10} = 0,25;$$

для трансформаторов Tr_1 и Tr_2 $x_{* \text{ном тр}} = 0,01 \cdot 7,5 = 0,075$.

Приводим сопротивления к базисной мощности:

$$x_{*6\text{тр}_1} = x_{*\text{ном тр}_1} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = 0,075 \frac{20}{6,3} = 0,24.$$

Для воздушной линии принимаем $x_{\text{л}} = x_0 l$, $x_{\text{л}} = 0,4 \cdot 10 = 4,0$ Ом; относительное сопротивление линии

$$x_{*6\text{л}} = x_{\text{л}} \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 4,0 \frac{20}{37^2} = 0,06;$$

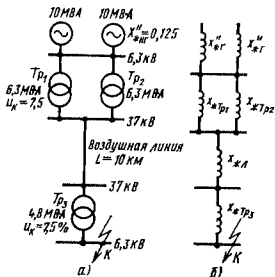


Рис. 21.8. К примеру 21.4:

а — расчетная схема; б — схема замещения

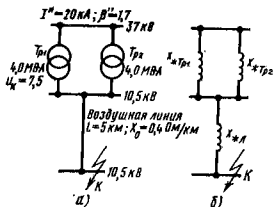


Рис. 21.9. К примеру 21.5:

а — расчетная схема; б — схема замещения

для трансформатора Tr_3 $x_{*\text{ном тр}} = 0,01 \cdot 7,5 = 0,075$,

$$x_{*6\text{тр}_3} = x_{*\text{ном тр}_3} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = 0,075 \frac{20}{4,0} = 0,37;$$

суммарное сопротивление до точки К

$$x_{*6\text{с}} = \frac{x_{*6\text{г}}}{2} + \frac{x_{*6\text{тр}_{1,2}}}{2} + x_{*6\text{л}} + x_{*6\text{тр}_3} = \frac{0,25}{2} + \frac{0,24}{2} + 0,06 + 0,37 = 0,77.$$

Это сопротивление будет также и расчетным, так как $S_6 = S_{\text{г}}$. Следовательно, $x_{*6\text{расч}} = x_{*6\text{расч}} = 0,77$.

По кривым рис. 21.6 для турбогенераторов с АРН находим кратности K $K_{t=0} = 1,35$; $K_{t=0,2} = 1,18$; $K_{t=\infty} = 1,42$.

Базисный ток на стороне 6,3 кВ находим по (21.8): $I_6 = 20 / (1,73 \cdot 6,3) = 1,83$ кА.

Определяем значения периодической составляющей тока к.з.:

$$I'' = 1,35 \cdot 1,83 = 2,44 \text{ кА}; I_{0,2} = 1,18 \cdot 1,83 = 2,15 \text{ кА};$$

$$I_{\infty} = 1,42 \cdot 1,83 = 2,59 \text{ кА}.$$

Ударный ток к.з. ($K_{\text{у}} = 1,8$)

$$i_{\text{у}} = \sqrt{2} K_{\text{у}} I'' = 1,41 \cdot 1,8 \cdot 2,44 = 6,2 \text{ кА}.$$

Наибольшее действующее значение тока к. з.:

$$I_{\Delta} = I'' \sqrt{1 + 2(K_Y - 1)^2} = 2,44 \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 3,66 \text{ кА.}$$

Мощность отключения $S_{0,2} = \sqrt{3} I_{0,2} U_{\text{ср}} = 1,73 \cdot 2,15 \cdot 6,3 = 23,3 \text{ мВ} \cdot \text{А.}$

Пример 21.5. Питающая сеть (рис. 21.9) подключена к энергосистеме, по условиям которой на шинах напряжением 37 кВ $I'' = 20 \text{ кА}$; $\beta'' = 1,7$. Турбогенераторы оборудованы АРН. Данные для расчета даны на рис. 21.9. Определить I'' , $I_{0,2}$, i_y , I_{Δ} , $S_{0,2}$ в точке К.

Решение. По рис. 21.7 в зависимости от $\beta'' = 1,7$ находим расчетное сопротивление $x_{\text{расч}}$ от источника питания до шин 37 кВ: $x_{\text{расч}} = 0,22$.

Определяем мощность питающей системы: $S_{\text{ном}} = \sqrt{3} I'' U_{\text{ср}} x_{\text{расч}} = 1,73 \times 20 \times 37 \cdot 0,22 = 281 \text{ мВ} \cdot \text{А.}$

Принимаем за базисные мощность и напряжение: $S_6 = 281 \text{ мВ} \cdot \text{А}$ и $U_6 = 10,5 \text{ кВ.}$

Реактивное сопротивление трансформаторов Tr_1 и Tr_2 , отнесенное к базисной мощности,

$$x_{*6\text{тр}} = x_{\text{ном тр}} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = 0,075 \frac{281}{4,0} = 5,3.$$

Реактивное сопротивление линии, отнесенное к базисным условиям,

$$x_{*6\text{л}} = x_0 \frac{S_6}{U_6^2} = 0,45 \frac{281}{10,5^2} = 5,1.$$

Суммарное сопротивление до точки к. з.

$$x_{*6\Sigma} = x_{\text{расч}\Sigma} = x_{\text{расч}} + \frac{x_{*6\text{тр}}}{2} + x_{*6\text{л}} = 0,22 + \frac{5,3}{2} + 5,1 = 7,97.$$

Базисный ток, отнесенный к напряжению 10,5 кВ,

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_6} = \frac{281}{1,73 \cdot 10,5} = 15,4 \text{ кА.}$$

Так как $x_{\text{расч}\Sigma} > 3$, то в точке к. з. ток не затухает. Тогда $I'' = I_{0,2} = I_{\infty} = I_6 / x_{*6\Sigma} = 15,4 / 7,97 = 1,9 \text{ кА.}$

Ударный ток к. з. $i_y = K_Y \sqrt{2} I'' = 1,8 \cdot 1,41 \cdot 1,9 = 4,85 \text{ кА.}$

Действующее значение тока к. з.

$$I_{\Delta} = I'' \sqrt{1 + 2(K_Y - 1)^2} = 1,9 \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 2,76 \text{ кА.}$$

Мощность отключения $S_{0,2} = \sqrt{3} U_{\text{ср}} I'' = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 1,9 = 34,8 \text{ мВ} \cdot \text{А.}$

§ 21.7. Определение токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1000 В

При расчете токов к. з. в сетях напряжением ниже 1000 В необходимо учитывать индуктивные и активные сопротивления короткозамкнутой цепи. В таких сетях, особенно выполненных кабельными линиями или проводами в трубах, активные сопротивления значительно превышают индуктивные. На суммарное значение сопротивления короткозамкнутой цепи значительно влияют активные сопротивления электрических аппаратов, катушек трансформаторов тока, токовых обмоток автоматов и реле, переходные сопротивления контактов коммутационных аппаратов.

Если пренебречь этими сопротивлениями, то расчетные токи к.з. в короткозамкнутой цепи будут значительно преувеличены. Необходимо учитывать активные сопротивления обмоток силовых трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А, питающих место к.з. При расчете токов к.з., если $S_{\text{сист}} \geq 50 S_{\text{ном тр}}$, можно считать, что периодическая составляющая тока к.з. практически не изменяется во времени и остается постоянной до момента отключения к.з. ($I'' = I_{\infty}$), т. е. можно считать, что данная электроустановка питается от системы неограниченной мощности. В этом случае сопротивления системы до вводов трансформаторов можно не учитывать и считать, что питание силовых трансформаторов осуществляется от системы неограниченной мощности, при этом подведенное напряжение всегда равно номинальному первичному напряжению трансформатора.

При равенстве сопротивлений во всех трех фазах значение периодической составляющей тока трехфазного к.з. в трехпроводной или четырехпроводной (3ф+0) сети определяется по формуле

$$I_{\Pi}^{(3)} = I'' = I_{\infty} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}, \quad (21.60)$$

где r_{Σ} и x_{Σ} — суммарные активное и индуктивное сопротивления цепи к.з., мОм; $U_{\text{ном}}$ — линейное напряжение, В; $I_{\Pi}^{(3)}$ — выражается в кА.

В табл. 21.1 приведены средние значения сопротивлений для приборов и аппаратов, которыми можно пользоваться при курсовом и дипломном проектировании.

Если отсутствуют данные о переходных сопротивлениях контактных соединений, можно ориентировочно принять: а) для распределительных щитов на подстанциях 15 мОм; б) на шинах вводно-распределительного устройства здания 20 мОм; в) на последних распределительных щитах 25 мОм.

Ударный ток к.з.

$$i_y = K_y \sqrt{2} I_{\Pi}^{(3)}. \quad (21.61)$$

Значение ударного коэффициента K_y можно принимать: а) при к.з. на вводно-распределительных щитах, питающихся непосредственно от трансформаторов мощностью (560) 630—1000 кВ·А, 1,3; б) при питании от трансформаторов 100—400 кВ·А, 1,2; в) при более удаленных точках к.з. 1,0.

Действующее значение полного тока к.з. определяют по приближенной формуле

$$I_d = I_{\Pi}^{(3)} \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}. \quad (21.62)$$

Расчеты токов к.з. в установках напряжением до 1000 В обычно производят в абсолютных единицах. Сопротивления выражают в миллиомах (мОм). Если сопротивления элементов цепи к.з. (на-

пример, трансформатора) заданы в относительных единицах, то сопротивления в абсолютных единицах определяются по формулам (21.5) — (21.7).

Таблица 21.1

Наименование приборов и аппаратов	Сопротивления		Примерное переходное активное сопротивление контактов, мОм	Наименование приборов и аппаратов	Сопротивления		Примерное переходное активное сопротивление контактов, мОм
	активное r , мОм	индуктивное x , мОм			активное r , мОм	индуктивное x , мОм	
Силовые трансформаторы 10/0,4/0,23 кВ (сопротивления приведены к стороне 0,4/0,23 кВ):				Рубильники при номинальном токе, А:			
160	17	42		100			0,5
250	10,2	30,3		200			0,4
400	5,7	17,2		400			0,2
630	3,2	13,4		600			0,15
1000	2,1	8,5		1000			0,08
Трансформаторы тока при коэффициенте трансформации:				Катушки распределителей автоматов (при 65°C) при номинальном токе, А:			
20/5	42	67		50	5,5	2,7	1,3
30/5	20	30		70	2,4	1,3	1
40/5	11	17		100	1,3	0,9	0,75
50/5	7	11		200	0,4	0,3	0,6
75/5	3	4,8					
100/5	1,7	2,7					
150/5	0,8	1,2					
200/5	0,4	0,7					

Пример 21.6. Определить ток трехфазного к. з. на шинах распределительного щита (РЩ). Схема сети и исходные данные приведены на рис. 21.10. Трансформатор соединен с шинами распределительного устройства (РУ) алюминиевыми шинами сечением $50 \times 5 - 250 \text{ мм}^2$, расположенными в одной плоскости. Расстояние между шинами 300 мм. Трансформаторы тока имеют коэффициент трансформации 200/5 А.

Решение. По табл. 21.1 активное и индуктивное сопротивления трансформатора $r_{\text{тр}} = 5,7 \text{ мОм}$; $x_{\text{тр}} = 17,2 \text{ мОм}$. Сопротивление шин от трансформатора до РУ $r_{\text{ш}} = r_0 l = 0,142 \cdot 15 = 2,12 \text{ мОм}$; $x_{\text{ш}} = x_0 l = 0,2 \cdot 15 = 3,0 \text{ мОм}$, где r_0 и x_0 — активное и индуктивное сопротивления 1 м шин (по справочным таблицам).

Сопротивление обмоток распределителей и контактов автоматов по табл. 21.1: на 200 А $r_a = 0,4 \text{ мОм}$; $x_a = 0,3 \text{ мОм}$; на 100 А $r_a = 1,3 \text{ мОм}$, $x_a = 0,9 \text{ мОм}$.

Сопротивление кабеля АСБ сечением $1(3 \times 70) + 1 \times 25 \text{ мм}$ по табл. 8.2 и 8.3: $r_0 = 0,46 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,09 \text{ Ом/км}$, $r_k = r_0 l = 0,46 \cdot 0,2 = 0,092 \text{ Ом} = 92 \text{ мОм}$, $x_k = x_0 l = 0,09 \cdot 0,2 = 0,018 \text{ Ом} = 18 \text{ мОм}$.

Сопротивление линии, выполненной проводом марки АПВ сечением $3(1 \times 25) + 1 \times 16$ мм в трубах, по табл. 8.1 и 8.2: $r_0 = 1,28$ Ом/км; $x_0 = 0,09$ Ом/км; $r_n = r_0 l = 1,28 \cdot 0,04 = 0,0512$ Ом = 51,2 мОм; $x_n = x_0 l = 0,09 \cdot 0,04 = 0,0036$ Ом = 3,6 мОм.

Сопротивление контактов рубильника на 400 А по табл. 21.1 $r_p = 0,2$ мОм. Сопротивления трансформаторов тока по табл. 21.1 $r_{тт} = 0,4$ мОм, $x_{тт} = 0,7$ мОм.

Переходное сопротивление контактных сопротивлений $r_n = 25$ мОм.

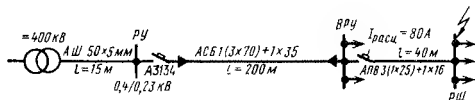


Рис 21.10. Схема к примеру 21.6

Определяем суммарные активные и индуктивные сопротивления в короткозамкнутой цепи

$$r_{\Sigma} = r_{тр} + r_{ш} + r_a \cdot 200 + r_{a-100} + r_{каб} + r_n + r_p + r_{тт} + r_n = \\ = 5,7 + 2,12 + 0,4 + 1,3 + 92 + 51,2 + 0,2 + 0,4 + 25 = 178,3 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma} = x_{тр} + x_{ш} + x_a \cdot 200 + x_{a-100} + x_{каб} + x_n + x_{тт} = \\ = 17,2 + 3 + 0,3 + 0,9 + 18 + 3,6 + 0,7 = 43,7 \text{ мОм}.$$

Определяем ток трехфазного к.з. на шинах РЩ по формуле (21.60):

$$I^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 380}{1,73 \sqrt{178,32^2 + 43,7^2}} = 1,27 \text{ кА}.$$

§ 21.8. Определение тока однофазного короткого замыкания и проверка условий срабатывания защитного аппарата при однофазном замыкании

В четырехпроводных сетях (3ф+0) при замыкании одной фазы на нулевой провод или металлический корпус электрооборудования защитный аппарат должен автоматически отключить аварийный участок цепи.

Для надежного срабатывания защитного аппарата в возможно короткое время ПУЭ требуют, чтобы ток однофазного замыкания в установках, не опасных по взрыву, был не менее трехкратной величины номинального тока плавкой вставки предохранителя или теплового расцепителя автоматического выключателя.

При защите сетей автоматами с одним электромагнитным расцепителем ток к.з. в петле фаза — нуль должен быть не менее величины тока уставки мгновенного срабатывания, умноженного на коэффициент 1,4 для автоматов с номинальным током до 100 А и на 1,25 для автоматов с номинальным током более 100 А.

Для проверки срабатывания защитного аппарата при замыкании между фазовым и нулевым проводами необходимо определить расчетный ток однофазного к.з.

Ток однофазного к.з. определяют по приближенной формуле

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{z_n + z'_{тр}/3}, \quad (21.63)$$

где U_ϕ — номинальное фазовое напряжение сети, В; z_n — полное сопротивление петли, созданной фазовым и нулевым проводами, Ом; $z'_{тр}$ — полное сопротивление трансформатора току к.з. на корпус, Ом.

Для проводов или жил кабеля

$$z_n = \sqrt{R_n^2 + x_n^2}, \quad (21.64)$$

где $R_n = R_\phi + R_0$ — суммарное активное сопротивление фазового R_ϕ и нулевого R_0 проводов, Ом; x_n — индуктивное сопротивление петли проводов или жил кабеля, Ом.

Активные сопротивления проводов и кабелей приведены в табл. 8.2.

Для индуктивных сопротивлений петель проводов или жил кабелей из цветных металлов на 1 км линии можно принять средние значения: для кабелей до 1 кВ или проводов, проложенных в трубах, $x_n = 0,5$ Ом/км; для изолированных проводов, проложенных на роликах, $x_n = 0,4$ Ом/км; для проводов, проложенных на изоляторах внутри помещений или по наружным стенам здания, $x_n = 0,5$ Ом/км; для воздушных линий напряжением до 1000 В $x_n = 0,6$ Ом/км.

Значения $z'_{тр}/3$ трансформаторов, отнесенные к напряжению 0,4 кВ, приведены в табл. 21.2.

Таблица 21.2

Трансформаторы							
масляные				сухие			
мощность, кВ · А	схема соединений	$z'_{тр}/3$, Ом	$z_{тр}/(3U_\phi)$, Ом	мощность, кВ · А	схема соединений	$z'_{тр}/3$, Ом	$z'_{тр}/(3U_\phi)$, 10 ⁻³ , Ом
100	Y/Y _n	0,26	1,18 · 10 ⁻³	160	Δ/Y _n	0,05	0,25
160	Y/Y _n	0,16	0,74 · 10 ⁻³	180	Y/Y _n	0,15	0,68
250	Y/Y _n	0,1	0,47 · 10 ⁻³	250	Δ/Y _n	0,03	0,16
400	Y/Y _n	0,06	0,29 · 10 ⁻³	320	Y/Y _n	0,08	0,38
400	Δ/Y _n	0,02	0,1 · 10 ⁻³	400	Δ/Y _n	0,02	0,1
630	Y/Y _n	0,04	3,19 · 10 ⁻³	560	Y/Y _n	0,05	0,22
630	Δ/Y _n	0,01	0,06 · 10 ⁻³	630	Δ/Y _n	0,01	0,06
1000	Y/Y _n	0,028	0,13 · 10 ⁻³	750	Y/Y _n	0,03	0,16
1000	Δ/Y _n	0,008	0,04 · 10 ⁻³	1000	Δ/Y _n	0,008	0,04
		—	—	1000	Y/Y _n	0,02	0,12

Примечание. Y — соединение в звезду; Y_n — соединение в звезду с введенной нейтральной точкой; Δ — соединение в треугольник.

Пример 21.6. Определить ток однофазного к.з. на шинах РШ и проверить действие автоматического выключателя АЕ-2056, установленного на вводно-распределительном устройстве ВРУ. Номинальный ток распределителя автомата 80 А. Данные для расчета приведены на рис 21 10

Решение. Определим сопротивления в короткозамкнутой петле линии фаза — нуль.

Сопротивления:

шины $R_{ш} = r_0 l = 0,142 \cdot 15 = 2,12 \text{ мОм} = 0,002 \text{ Ом}$, $x_{ш} = x_0 l = 0,2 \cdot 15 = 3,0 \text{ мОм} = 0,003 \text{ Ом}$;

одной жилы кабеля $S = 70 \text{ мм}^2$ $R_{ф \text{ каб}} = r_0 l = 0,46 \cdot 0,2 = 0,096 \text{ Ом}$;

нулевой жилы кабеля $S = 35 \text{ мм}^2$ $R_{каб} = r_0 l = 0,92 \cdot 0,2 = 0,18 \text{ Ом}$.

Индуктивное сопротивление петли кабеля $x_{н \text{ каб}} = x_{0п} l = 0,15 \cdot 0,2 = 0,03 \text{ Ом}$ ($x_{0п}$ принимаем равным $0,15 \text{ Ом/км}$).

Сопротивление одного провода $S = 25 \text{ мм}^2$ $R_{ф \text{ пр}} = r_0 l = 1,28 \cdot 0,04 = 0,05 \text{ Ом}$.

Сопротивление нулевого провода $S = 16 \text{ мм}^2$ $R_{0пр} = r_0 l = 1,98 \cdot 0,04 = 0,08 \text{ Ом}$.

Индуктивное сопротивление петли проводов $x_{н \text{ пр}} = x_{0п} l = 0,15 \cdot 0,04 = 0,006 \text{ Ом}$ ($x_{0п}$ принимаем $0,15 \text{ Ом/км}$).

Суммарное сопротивление петли фаза — нуль определяем по формуле (21.64):

$$z_{н} = \sqrt{(R_{ш} + R_{ф \text{ каб}} + R_{0 \text{ каб}} + R_{ф \text{ пр}} + R_{0 \text{ пр}})^2 + (x_{ш} + x_{н \text{ каб}} + x_{н \text{ пр}})^2} = \\ = \sqrt{(0,002 + 0,096 + 0,18 + 0,05 + 0,008)^2 + (0,003 + 0,03 + 0,006)^2} = 0,4 \text{ Ом}.$$

По табл. 21.2 для трансформатора мощностью $40 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ $z'_{тр}/3 = 0,08 \text{ Ом}$.

Ток однофазного к. з. на РШ находим по формуле (21.63):

$$I_k^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{z_{н} + z'_{тр}/3} = \frac{220}{0,4 + 0,08} = 458 \text{ А}.$$

По ПУЭ действие автоматического выключателя обеспечивается, если $I_k^{(1)} \geq 3I_{расц}$.

В данном примере $I_k^{(1)} = 458 \text{ А} > 3I_{расц} = 3 \cdot 80 = 240 \text{ А}$.

Следовательно, требуемая ПУЭ степень надежности действия защитного аппарата обеспечивается.

ГЛАВА 22

ДЕЙСТВИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА АППАРАТУРУ И ТОКОВЕДУЩИЕ ЧАСТИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

§ 22.1. Динамическое действие токов короткого замыкания

Из электротехники известно, что при прохождении токов в двух параллельных проводниках между проводниками возникает механическая сила взаимодействия, которую можно определить по формуле

$$F = 2,04 K_{\phi} i_1 i_2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (22.1)$$

где F — сила, Н (в ньютонах); i_1 и i_2 — мгновенные значения токов в проводниках, А; l — длина параллельных проводников, см; a — расстояние между осями проводников, см; K_{ϕ} — коэффициент формы. Для шинных конструкций распределительных устройств при больших расстояниях между шинами независимо от их формы сечения можно принять $K_{\phi} = 1$.

В параллельных проводниках механическая сила взаимодействия при одинаковом направлении токов стремится сблизить проводники, а при разных — оттолкнуть. Значение силы механического взаимодействия в нормальном режиме работы очень мало, но при коротких замыканиях она может возрасти до значения, разрушающего электрические аппараты и конструкции распределительных устройств.

Для проверки устойчивости аппаратов и конструкций к динамическим силам, возникающим при к. з., необходимо учитывать наибольший возможный ток, который протекает через данный элемент электрической установки, так как в этом случае будет наибольшее мгновенное значение механической силы.

Наибольшим мгновенным током является ударный ток к. з.

Подставив в выражение (22.1) значение ударного тока к. з., получим

$$F_{\max} = 2,04 \frac{i_y^2 I}{a} \cdot 10^{-7}. \quad (22.2)$$

Без теоретических выкладок укажем, что $i_y^{(3)}/i_y^{(2)} = 2/\sqrt{3} = 1,15$, ударный ток при трехполюсном к. з. больше, чем при двухфазном. Поэтому определять максимальные динамические усилия надо по трехфазному току к. з.

На динамическую устойчивость при к. з. проверяют шинные устройства, опорные и проходные изоляторы, некоторые типы трансформаторов тока.

Проверка сводится к сравнению расчетной максимальной силы, действующей на элемент электрооборудования, с допустимой его механической нагрузкой.

При параллельном расположении трех фаз однополюсных шин в одной плоскости наибольшее усилие действует на среднюю шину и определяется по формуле

$$F_{\max}^{(3)} = 2,04 \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{i_y^2 I}{a} \cdot 10^{-7},$$

где $\sqrt{3}/2 = 0,87$ — понижающий коэффициент, учитывающий неодинаковость мгновенных значений токов и ударных токов в фазах, тогда

$$F_{\max}^{(3)} = 1,76 \frac{i_y^2 I}{a} \cdot 10^{-7}. \quad (22.3)$$

Если ударный ток к. з. выражен в килоамперах, формула для максимального усилия принимает следующий вид:

$$\Gamma_{\max}^{(3)} = 1,76 \frac{i_y^2 I}{a} \cdot 10^{-1}. \quad (22.4)$$

По Международной системе единиц (СИ) механическая сила выражается в ньютонах и обозначается буквой Н. Сила в 1 кгс соответствует 9,81 Н.

Отсюда

$$F_{\max \Gamma}^{(3)} = 9,81 F_{\max \text{H}}^{(3)} \approx 10 F_{\max \text{H}}^{(3)} \quad (22.5)$$

При расчете шины на механическое усилие можно рассматривать ее как равномерно нагруженную многопролетную балку, тогда наибольший изгибающий момент при одном или двух пролетах определяют по формуле (Н·см)

$$M_{\max} = F_{\max}^{(3)} l / 8. \quad (22.6)$$

При трех и большем числе пролетов (Н·см)

$$M_{\max} = F_{\max}^{(3)} l / 10, \quad (22.7)$$

где l — расстояние между осями изоляторов, см.

Напряжение материала шины при изгибе определяется по формуле (Н/см²)

$$\sigma_{\text{расч}} = M_{\max} / W, \quad (22.8)$$

где W — момент сопротивления сечения шины, Ом·см³.

Момент сопротивления определяется в зависимости от расположения шин по отношению друг к другу (рис. 22.1).

Рис. 22.1. Значения момента сопротивления прямоугольных шин в зависимости от их расположения:

a — на ребре; b — плашмя

При расположении шин широкими сторонами друг к другу

$$W = b^2 h / 6, \quad (22.9)$$

узкими сторонами друг к другу

$$W = b h^2 / 6. \quad (22.10)$$

Для круглых шин можно принять

$$W = 0,1 d^3, \quad (22.11)$$

где d — диаметр шины, см.

Шины будут работать надежно, если полученное расчетное напряжение в материале будет меньше допустимого, т. е. $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$.

В среднем можно принимать $\sigma_{\text{доп}}$ для меди 1400 Н/см² (1400 кг/см²), алюминия 7000 Н/см² (700 кг/см²) и полосовой стали 16 000 Н/см² (1600 кг/см²).

Если при расчете оказалось, что $\sigma_{\text{расч}} > \sigma_{\text{доп}}$, то для уменьшения значения $\sigma_{\text{расч}}$ при данном значении ударного тока к.з. следует либо увеличить расстояние между шинами a или уменьшить пролет между изоляторами l , либо увеличить сечение шин.

При выборе и проверке изоляторов по допустимой механической нагрузке необходимо соблюдать условия

$$F_{\text{мах расч}} \leq F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}}, \quad (22.12)$$

где $F_{\text{мах расч}}$ — максимальная расчетная нагрузка на изолятор при трехфазном ударном токе к. з.; $F_{\text{разр}}$ — разрушающее усилие для данного типа изолятора по каталогу; 0,6 — коэффициент запаса прочности. Для изоляторов:

опорных

$$F_{\text{мах расч}} = F_{\text{мах}}^{(3)}, \quad (22.13)$$

проходных

$$F_{\text{мах расч}} = 0,5 F_{\text{мах}}^{(3)}. \quad (22.13a)$$

Пример 22.1. Определить наибольшее механическое усилие на шину распределительного устройства при трехфазном к. з., если $i_y^{(3)} = 40$ кА, расстояние между осями шин $a = 35$ см, длина пролета $l = 100$ см.

Решение. По формуле (22.4) определяем

$$F_{\text{мах}}^{(3)} = 1,76 \frac{40^2 \cdot 100}{35} \cdot 10^{-1} = 80,6 \text{ кГ} = 10 \cdot 80,6 = 806 \text{ Н}.$$

Пример 22.2. Произвести проверку на динамическую устойчивость шинной конструкции распределительного устройства, выполненную алюминиевыми шинами размерами $b = 1$ см, $h = 6$ см. Шины расположены плашмя. Длина пролета $l = 150$ см, расстояние между осями шин $a = 35$ см. Ударный ток трехфазного к. з. $i_y^{(3)} = 50$ кА.

Решение. Максимальное усилие, действующее на шину,

$$F_{\text{мах}}^{(3)} = 1,76 \frac{50^2 \cdot 150}{35} \cdot 10^{-1} = 188,6 = 10 \cdot 188,6 = 1886 \text{ Н}.$$

Максимальный момент при числе пролетов более трех

$$M_{\text{мах}} = \frac{188,6 \cdot 150}{10} = 2829 \text{ кГ} \cdot \text{см} = 28\,290 \text{ Н} \cdot \text{см}.$$

Момент сопротивления шин $W = 1 \cdot 6^2 / 6 = 6 \text{ см}^3$. Напряжение в материале шины $\sigma = 2829 / 6 = 471,5 \text{ кГ/см}^2 < \sigma_{\text{доп}} = 700 \text{ кГ/см}^2$ или $4715 \text{ Н/см}^2 < 7000 \text{ Н/см}^2$.

§ 22.2. Термическое действие токов короткого замыкания

Токи к. з. кроме электродинамического воздействия на элементы электрических установок вызывают еще и дополнительный нагрев токоведущих частей электрических аппаратов, шин распределительных устройств и жил электрических кабелей. Повышение температуры сверх допустимой повреждает изоляцию, а следовательно, снижает ее электрическую прочность, в результате чего аппарата может выйти из строя.

Поскольку длительность к. з. от момента его возникновения до срабатывания защиты незначительна и находится в пределах от долей до нескольких секунд, то ПУЭ допускают при к. з. кратковременные увеличения температуры токоведущих частей, превышаю-

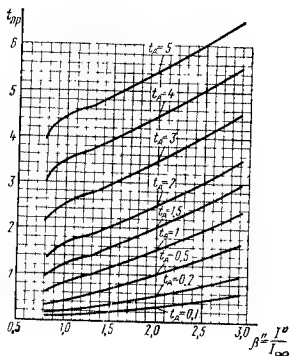
щие установленные предельные температуры при длительном рабочем режиме (см. табл. 7.1).

В нормальном режиме количество теплоты, выделяемой током в проводнике за какой-то промежуток времени t , при неизменном токе I определяется по закону Ленца — Джоуля: $Q_{\text{норм}} = 0,24 I^2 R t$.

При этом установившийся перегрев проводника наступает, когда количество теплоты, выделяемой в проводнике, равно количеству теплоты, отведенной от него в окружающую среду за то же время.

При к.з. время протекания тока очень мало и его значение за это время изменяется. Поэтому использовать закон Ленца — Джоуля для определения нагрева проводника при к.з. довольно сложно. Для упрощения расчетов принимают некоторые допущения. Поскольку процесс к.з. является кратко временным, можно принять, что вся теплота, выделяемая в проводнике, полностью расходуется на повышение его температуры, при этом пренебрегаем отводом теплоты в окружающую среду. Изменяющийся во времени ток заменяется установившимся, который выделяет то же количество теплоты за приведенное время $t_{\text{пр}}$, что и

Рис. 22.2. Кривые приведенного времени периодической составляющей тока к.з. при питании от генератора с АРН



ток к.з. за действительное время t : $Q_k = 0,24 I_{\text{уст}}^2 R t_{\text{пр}}$, т. е. $Q_k \approx Q_{\text{норм}}$.

В практике $I_{\text{уст}}$ принимают равным установившемуся значению тока к.з. I_{∞} , тогда

$$Q_k = 0,24 I_{\infty}^2 R t_{\text{пр}}. \quad (22.14)$$

Действительное время к.з.

$$t_k = t_z + t_{\text{от}}, \quad (22.15)$$

где t_z — время срабатывания защиты; $t_{\text{от}}$ — время отключения выключателя.

Для определения приведенного времени $t_{\text{пр}}$ пользуются кривыми рис. 22.2. Зная действительное время t_d и отношение начального значения сверхпереходного тока к значению установившегося тока к.з. для рассматриваемой точки электрической цепи $(\beta'' = I''/I_{\infty})$, определяют $t_{\text{пр}}$ по кривым.

Кривые приведенного времени построены для действительного времени до 5 с.

При $t_d > 5$ с приведенное время можно определить по формуле

$$t_{пр} = t_{пр5} + (t_d - 5), \quad (22.16)$$

где $t_{пр5}$ — приведенное время для $t_d = 5$ с; t_d — действительное время отключения короткозамкнутой цепи.

При отсутствии на генераторах АРН, если отношение $\beta'' = I''/I_\infty > 1$, т. е. ток к. з. быстро затухает, $t_{пр} > t_d$.

При к. з. в удаленной точке, а также когда источником питания является система неограниченной мощности, отношение $\beta'' = I''/I_\infty = 1$, тогда $t_{пр} = t_d = t_a + t_b$.

Аппараты (выключатели, разъединители, трансформаторы тока), сборные шины и кабели проверяются на термическую устойчивость по условию, что при прохождении через них тока к. з. их кратковременная температура нагрева не превысит допустимых значений. Завод-изготовитель в каталогах для каждого вида аппарата указывает значение тока термической устойчивости $I_{ту}$, которую аппарат может выдержать без повреждения в течение всего процесса к. з.

Зная каталожные данные термической устойчивости проверяемого аппарата ($I_{ту}$, $t_{ту}$ — ток и время термической устойчивости), а также значение установившегося тока к. з. (в килоамперах), по данным соотношениям выбранный аппарат можно проверить на термическую устойчивость:

$$I_{ту}^2 t_{ту} \geq I_\infty^2 t_{пр},$$

отсюда

$$I_{ту} \geq I_\infty \sqrt{t_{пр}/t_{ту}}. \quad (22.17)$$

Проводники и аппараты могут также быть проверены и по полному тепловому импульсу к. з. (B_k). Значение B_k характеризует количество тепловой энергии, которая выделяется в аппарате за время действия тока к. з.

Без вывода приводим конечное выражение

$$B_k = I''^2 (t_d + T_a), \quad (22.18)$$

где I'' — начальное значение периодической составляющей тока к. з.; t_d — время действия к. з.; T_a — постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к. з. [$T_a = x_{рез}/(\omega r_{рез})$].

Условие проверки электрического аппарата на термическую устойчивость сводится к сравнению расчетного теплового импульса с тепловым импульсом, гарантированным заводом-изготовителем, при котором аппарат не повреждается за время к. з.:

$$B_k \leq I_{ту}^2 t_{ту}. \quad (22.19)$$

Следует учесть, что если для определения динамической устойчивости оборудования определяющим всегда является трехфазное к. з., так как $i_y^{(3)}/i_y^{(2)} = 2/\sqrt{3} = 1,15$, то при расчете на термическую

устойчивость оборудования иногда решающим может оказаться двухфазное к. з.

Если место к. з. близко от турбогенераторов, т. е. при небольшом значении сопротивления цепи к. з., то $I_{\infty}^{(2)}/I_{\infty}^{(3)}=1,5$; $I_{\infty}^{(2)}=1,5I_{\infty}^{(3)}$; при удаленной точке к. з., когда $x_{расч}^{(3)} > 3$, $I_{\infty}=I''$, в этом случае

$$I_{\infty}^{(2)}/I_{\infty}^{(3)} \text{ или } I_{\infty}^{(2)}/I_{\infty}^{(3)} = \sqrt{3}/2;$$

$$I_{\infty}^{(2)} = 0,86I_{\infty}^{(3)} \text{ или } I_{\infty}^{(2)} = 0,86I''^{(3)}. \quad (22.20)$$

Расчетом установлено, что равенство $I_{\infty}^{(3)}=I_{\infty}^{(2)}$ имеет место, когда относительное расчетное сопротивление короткозамкнутой цепи $x_{расч}^{(3)} \approx 0,6$. Отсюда следует, что $I_{\infty}^{(2)}$ становится большим $I_{\infty}^{(3)}$ при $x_{расч}^{(3)} < 0,6$. В этих случаях для расчета на термическую устойчивость принимают установившийся ток при двухфазном к. з.

§ 22.3. Проверка электрических аппаратов и токоведущих частей по режиму короткого замыкания

Для проверки надежности работы выбранных электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств необходимо сравнивать расчетные данные с гарантированными данными заводов-изготовителей.

Выключатели выбирают по следующим параметрам:

а) по предельно отключаемому току ($I_{по}$) или предельно отключаемой мощности ($S_{по}$), т. е. току или мощности цепи, которые выключатель надежно разрывает при к. з. без повреждений, препятствующих дальнейшей его работе:

$$I_{по} \geq I_{ро} \text{ и } S_{по} \geq S_{ро}, \quad (22.21)$$

где $I_{ро}$ — расчетная величина трехфазного тока к. з. в момент отключения ($I_{ро}=I_{0,2}$ для небыстродействующих выключателей),

$$S_{ро} = \sqrt{3}U_{ср}I_{0,2}, \quad (22.22)$$

для быстродействующих выключателей, у которых время отключения $t_d \leq 0,1$ с, ток $I_{ро}$ практически можно принять равным I'' , тогда

$$I_{по} \geq I'' \text{ и } S_{по} \geq \sqrt{3}U_{ср}I''; \quad (22.23)$$

б) по предельному сквозному току к. з. на электродинамическую устойчивость

$$I_{пс} \geq I'', \quad (22.24)$$

$$i_{пс} \geq i_y, \quad (22.25)$$

где $I_{пс}$ — действующее значение предельного сквозного тока к. з. (по каталогу); I'' — расчетное начальное значение периодической составляющей тока к. з. в цепи выключателя; $i_{пс}$ — амплитудное

значение предельного сквозного тока к.з. (по каталогу); i_y — расчетный ударный ток к.з. в цепи выключателя;

в) по допустимому току термической устойчивости

$$I_{\text{ту доп}} \geq I_{\infty} \sqrt{t_{\text{пр}}/t_{\text{ту}}} \quad (22.26)$$

или

$$I_{\text{ту}}^2 t_{\text{ту}} \geq B_{\text{к}}. \quad (22.27)$$

Разъединители выбирают по тем же условиям, что и выключатели, кроме предельных отключаемых тока и мощности.

Предохранители выбирают по предельным отключаемым току или мощности:

$$I_{\text{по}} \geq I'', \quad (22.28)$$

$$S_{\text{по}} \geq S'' = \sqrt{3} U_{\text{ср}} I''. \quad (22.29)$$

Трансформаторы тока проверяют:

а) на внутреннюю динамическую кратность K_d , который характеризуется отношением максимально допустимого тока $i_{\text{мах}}$ к амплитуде первичного номинального тока трансформатора $I_{\text{ном тр}}$:

$$K_d = \frac{i_{\text{мах}}}{\sqrt{2} I_{\text{ном тр}}}, \quad (22.30)$$

где $I_{\text{ном тр}}$ принимается по каталогу, кА.

Коэффициент K_d задается заводом-изготовителем.

Следовательно, условие электродинамической устойчивости трансформатора тока определяется из выражения

$$i_{\text{у расч}}^{(3)} \leq K_d \sqrt{2} I_{\text{ном трт}}; \quad (22.31)$$

б) на внешнюю динамическую устойчивость (сила, действующая на головку изолятора трансформатора); внешняя динамическая устойчивость проверяется только у шинных и многовитковых трансформаторов по условию (кГ)

$$F_{\text{доп}} \geq 0,88 \cdot 10^{-2} \frac{i_y^2 l}{a}, \quad (22.32)$$

или в ньютонах (Н)

$$F_{\text{доп}} \geq 0,88 \cdot 10^{-1} \frac{i_y^2 l}{a}, \quad (22.33)$$

где значение $0,88 = 2,04 \cdot 0,866 \cdot 0,5$ (0,5 означает, что усилие, вызванное ударным током к.з., распределяется поровну между выводом трансформатора тока и ближайшим опорным изолятором); $F_{\text{доп}}$ — допустимое усилие на головку изолятора трансформатора, кГ или Н; i_y — ударный ток к.з., кА; l — расстояние от трансформатора до ближайшего опорного изолятора, см; a — расстояние между фазами, см;

в) на термическую кратность односекундного тока к.з. K_T , которая характеризуется отношением тока термической устойчивости к номинальному первичному току трансформатора:

$$K_{тр} \geq I_{\infty} \sqrt{t_{пр}} / I_{ном тр} \quad (22.34)$$

(задается заводом-изготовителем).

Термическая устойчивость встроенных трансформаторов не проверяется.

Сборные шины проверяются на электродинамическую и термическую устойчивость.

Механически они прочны, если

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}. \quad (22.35)$$

Сечения шин и кабелей, выбранные по нормальному режиму работы $S_{ном}$, сравнивают с минимальным сечением по термической устойчивости — $S_{ном} \geq S_{min}$ (мм²), при этом

$$S_{min} = I_{\infty} \sqrt{t_{пр}} C \text{ или } S_{min} = \sqrt{B_k} C, \quad (22.36)$$

где C — постоянное значение.

Значение C можно принимать:

Для кабелей с медными жилами 6—10 кВ с бумажной изоляцией	141
Для кабелей с алюминиевыми жилами 6—10 кВ с бумажной изоляцией	85
Для медных шин	171
Для алюминиевых шин	88

Таблица 22.1

Выключатель ВМП-10		Разъединитель РВ-10/400		Трансформатор тока ТПЛМ-10/400-0,5/Р	
данные		данные		данные	
расчетные	каталожные	расчетные	каталожные	расчетные	каталожные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 370 \text{ А}$ $I_y = 20 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 600 \text{ А}$ $I_{ис} = 52 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 370 \text{ А}$ $I_y = 20 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 400 \text{ А}$ $I_{ис} = 35 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 370 \text{ А}$ $I_y = 20 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 400 \text{ А}$ $I_{max} = K_d \sqrt{2} \times$ $\times I_{ном} =$ $= 160 \sqrt{2} \times$ $\times 0.4 = 90 \text{ кА}$
$I'' = 15 \text{ кА}$ $I_{\infty}^2 t_{пр} =$ $= 15^2 \cdot 2 =$ $= 450 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ис} = 30 \text{ кА}$ $I_s^2 t_s = 20^2 \times$ $\times 5 =$ $= 2000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	— $I_{\infty}^2 t_{пр} =$ $= 15^2 \cdot 2 =$ $= 450 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	— $I_{10}^2 t_{10} =$ $= 1000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	— $I_{\infty}^2 t_{пр} =$ $= 15^2 \cdot 2 =$ $= 450 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_{тр} I_{ном тр})^2 =$ $= (65 \times 0.4)^2 \approx$ $\approx 700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$S_k = \sqrt{3} \times$ $\times U_{ср} I'' =$ $= 1.73 \cdot 10 \times$ $\times 15 =$ $= 273 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_{откл} =$ $= 350 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	—	—	—	$K_d = 160$ $K_{тр} = 65$

Пример 22.3. Проверить на термическую устойчивость к току к.з. кабель марки ААБ 10 кВ, сечение которого выбрано по условию нагрева длительным током ($S = 95 \text{ мм}^2$).

В результате расчета тока к.з. получены следующие данные: $I_\infty = 5 \text{ кА}$ и $\beta'' = I''/I_\infty = 2,4$. Генератор с АРН. Выдержка времени максимальной защиты на отходящей линии 1,4 с. Время отключения выключателя принимаем 0,25 с.

Решение. Действительное время отключения линии $t_d = 1,4 + 0,25 = 1,65 \text{ с}$. Из кривых рис. 22.2 для $\beta'' = 2,4$ при $t_d = 1,65$ приведенное время $t_{пр} = 2 \text{ с}$. Минимальное сечение кабеля по термической устойчивости к току к.з. находим по (22.36)

$$S_{\min} = 500 \sqrt{2/85} = 83 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, сечение 95 мм², выбранное из условия нагрева, термически устойчиво и к току к.з.

Пример 22.4. Выбранные по номинальным условиям высоковольтные аппараты, установленные на РП 10 кВ, проверить на надежность их работы при токах к.з. Считать ток к.з. на шинах РП — 10 кВ незатухающим.

Решение. Составляем таблицу расчетных и допустимых по каталогу данных (табл. 22.1).

ГЛАВА 23

ОСНОВНЫЕ ТИПЫ РЕЛЕ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В, И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

§ 23.1. Назначение релейной защиты и основные требования, предъявляемые к ней

Релейной защитой называются специальные устройства, состоящие из реле, автоматов и других аппаратов, обеспечивающие автоматическое отключение поврежденного участка электрической сети или приводящие в действие только сигнальные устройства. Наиболее опасными являются короткие замыкания, приводящие к тяжелым повреждениям сетей и оборудования; поэтому при их возникновении релейная защита должна автоматически отделить поврежденный участок от остальной части электроустановки. Если возникший ненормальный режим не опасен для электроустановки и его можно ликвидировать без отключения (например, при перегрузках), то задача релейной защиты сводится лишь к приведению в действие предупреждающих сигнальных устройств, оповещающих оперативный персонал о ненормальном режиме.

Основными требованиями, предъявляемыми к релейной защите, являются:

1) **быстродействие**, т. е. быстрое отключение поврежденного участка, которое либо полностью исключает повреждение, либо ограничивает его размеры;

2) **селективность** (избирательность) действия защиты, т. е. способность защиты отключать только ближайший к месту повреждения выключатель;

3) **чувствительность**, т. е. защита должна быстро реагировать на возникший ненормальный режим (короткое замыкание, перегрузка, понижение напряжения и т. п.) в пределах участка ее дей-

ствия. Чувствительность защиты характеризуется коэффициентом чувствительности. Для защит, реагирующих на ток к. з.,

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(2)} / I_{\text{сз}}, \quad (23.1)$$

где $I_{\text{кз}}^{(2)}$ — минимальный ток к. з., см. (22.20); $I_{\text{сз}}$ — ток срабатывания защиты;

4) надежность, т. е. защита должна действовать безотказно и правильно.

§ 23.2. Классификация реле и группы основных реле, применяемых в релейной защите

Реле, применяемые в релейной защите, классифицируются следующим образом:

а) по принципу действия — на электромагнитные, индукционные, электродинамические, тепловые, электронные, магнитоэлектрические и др.;

б) по назначению — на основные, которые первыми начинают реагировать на нарушение режима работы и дают импульс на включение остальной аппаратуры, и вспомогательные, выполняющие вспомогательные функции;

в) по способу включения на ток и напряжение — на первичные, обмотки которых включаются непосредственно в электрическую сеть, и вторичные, когда обмотки включаются через измерительные трансформаторы тока и напряжения;

г) по способу действия на отключающий выключатель — на реле прямого действия, воздействующие непосредственно на отключающий механизм выключателя, и реле косвенного действия, воздействующие на механизм выключателя только через другие вспомогательные аппараты. Выпускаемые промышленностью реле выполняются на электромагнитном и индукционном принципах. Наиболее широко используются вторичные реле максимального тока прямого и косвенного действий, выполненные на электромагнитном и индукционном принципах, действующие с выдержкой времени или мгновенно.

Реле максимального тока представляет собой аппарат для защиты участка цепи, где его устанавливают в тех случаях, когда возникший ток на защищаемом участке цепи превышает значение максимального рабочего тока.

Далее рассмотрим лишь те реле, которые широко применяются в релейной защите.

§ 23.3. Вторичные реле максимального тока прямого действия

Из числа максимальных токовых реле, выпускаемых промышленностью, наиболее простыми являются реле максимального тока прямого действия. Существуют различные конструкции этих реле,

но все они основаны на электромагнитном принципе. На рис. 23.1 показан принцип действия максимального токового реле, представляющего собой электромагнит с сердечником. Катушка реле 3 последовательно включена с вторичной обмоткой измерительного трансформатора тока 6. В нормальном режиме, когда по питающей линии А протекает рабочий ток, сердечник 4 электромагнита не будет втягиваться в катушку, так как электромагнитная сила F_a , создаваемая обмоткой реле, меньше силы F_n противодействующей пружины 5. При коротком замыкании в линии А ток в катушке реле возрастет и станет больше заранее установленного значения. В этом случае сила F_a будет больше силы F_n и сердечник втянется в катушку реле. При этом подвижная система отпирает защелку 2 привода выключателя Б, которая удерживает выключатель во включенном положении. Под действием отключающей пружины 1 выключатель мгновенно разрывает линию А.

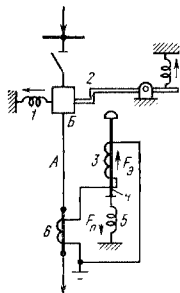


Рис. 23.1. Принцип действия вторичного реле максимального тока прямого действия

Промышленность выпускает вторичные реле максимального тока РТМ (реле токовое мгновенного действия) и РТВ (реле токовое с выдержкой времени). РТМ имеет поворотный переключатель, с помощью которого можно менять число витков катушки и этим изменять значение уставок тока срабатывания.

Уставкой тока называют настройку реле на заданный ток срабатывания. Реле имеет следующие уставки: 5, 7, 9, 11, 13, 15 А.

Током срабатывания реле называют наименьшее значение тока, протекающего через обмотку, при котором реле надежно срабатывает ($I_{ср}$).

При необходимости отключения линии с выдержкой времени применяют РТВ, которое в основном имеет ту же конструкцию, что и РТМ, но дополнено механизмом выдержки времени (часовым механизмом). Этот механизм, пристроенный к сердечнику, удерживает его от мгновенного втягивания в катушку реле, изменяя уставку времени его срабатывания. Скорость работы часового механизма зависит от значения тока, протекающего по катушке реле.

Уставкой времени называют настройку механизма выдержки времени на определенное значение в секундах. Реле имеет уставки тока 5, 6, 7, 8, 9, 10 А. РТМ и РТВ называют встроенными, так как они устанавливаются непосредственно в приводы выключателей. Для непосредственного отключения выключателя эти реле должны развивать большие усилия, поэтому их конструкции громоздки и не могут быть точными.

§ 23.4. Вторичные реле максимального тока косвенного действия

Реле максимального тока косвенного действия (РТ) обладают более высоким классом точности и чувствительности при небольших размерах по сравнению с реле прямого действия. Объясняется это тем, что реле косвенного действия сами не производят отключения выключателя. Их легкие контакты, не требующие больших усилий, предназначены только для замыкания или размыкания оперативной цепи и через другие дополнительные аппараты включают или выключают обмотку отключающего электромагнита выключателя. Электромагнит вместе с отключающим устройством расположен непосредственно в приводе выключателя. Для работы защиты с применением реле максимального тока косвенного действия необходим источник оперативного постоянного или переменного тока. Источником оперативного переменного тока служат трансформаторы тока и напряжения (вторичное напряжение 100 В), а источником оперативного постоянного тока — аккумуляторные батареи напряжением 110—220 В. В городских сетях, на коммунальных и промышленных предприятиях используется в основном оперативный переменный ток, а на крупных подстанциях — постоянный.

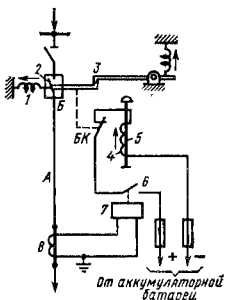


Рис. 23.2. Принцип действия вторичного реле максимального тока косвенного действия

Цепь, по которой питаются реле, приборы и аппаратура защиты, называется оперативной.

В релейной защите широко распространены реле максимального тока косвенного действия серии РТ, работающие на электромагнитном и индукционном принципах. Принципиальная схема устройства и включения реле максимального тока косвенного действия, работающего на электромагнитном принципе, показана на рис. 23.2. Реле 7 включается в контролируемую линию А через измерительный трансформатор тока 8. При срабатывании реле его контакты 6 замыкают цепь оперативного тока, при этом в катушке отключения выключателя 4 появляется ток. Сердечник 5 катушки отключения, втягиваясь, освобождает защелку 3. Под действием отключающей пружины 1 выключатель Б своими контактами 2 мгновенно размыкает цепь.

Промышленность выпускает реле максимального тока косвенного действия РТ-40, построенных на электромагнитном действии. Это реле мгновенного действия. Время, за которое оно срабатывает, измеряется сотыми долями секунды. Уставки тока срабатыва-

ния реле изменяются усилением или ослаблением натяжения пружины (плавное регулирование), а также соединением обмоток реле последовательно или параллельно (ступенчатое регулирование).

К числу реле максимального тока косвенного действия относятся реле серий РТ-80 и РТ-90, работающие на индукционном принципе. Обе серии имеют почти одинаковые конструкции и отличаются только характеристиками и числом распределительных контактов.

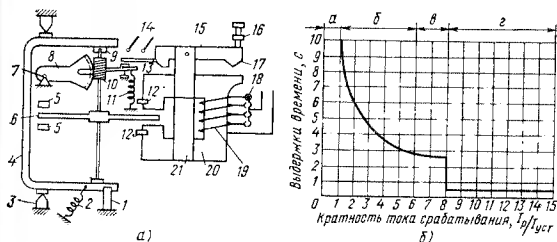


Рис. 23.3. Индукционное реле типа РТ-80.

а — ток срабатывания реле; б — зависимая часть характеристики; в — независимая часть характеристики; г — отсечка; $t_p = f(I_p/I_{уст})$ при 8-кратной отсечке)

Реле РТ-80 по принципу действия является комбинированным, состоящим из индукционного и электромагнитного элементов.

При перегрузках, когда ток в обмотке реле меньше тока срабатывания электромагнитного элемента, отключение происходит с выдержкой времени за счет работы индукционного элемента ($I_{срн} < I_{срз}$), а при токах в обмотке реле, превышающих ток срабатывания индукционного элемента в 4—8 раз (при к.з.), срабатывает электромагнитный элемент без выдержки времени (отсечка) $I_{срз} > (4 \div 8) I_{срн}$. Принципиальное устройство и характеристика реле (зависимость выдержки времени от тока) представлены на рис. 23.3, а, б.

Индукционный элемент реле состоит из электромагнита (разомкнутый магнитопровод 20 и обмотка 19) с двумя короткозамкнутыми витками 12, алюминиевого диска 6, ось которого находится в подшипниках 9, установленных на подвижной рамке 4.

Индукционный элемент реле работает следующим образом. При достижении тока в обмотке реле 20—30% от значения тока устав-

тромагнитом создаются два магнитных потока, которые, пронизывая алюминиевый диск, создают силу, заставляющую его вращаться. Но вращению препятствует сила, которая создается постоянным магнитом 5 и действует в направлении диска. Эта сила является тормозной. При взаимодействии двух сил, созданных электромагнитом и постоянным магнитом (по отношению к рамке 4 обе силы составляют равнодействующую), а также центробежной силы диска рамка, находящаяся в начальном положении (при отсутствии тока в катушке реле) прижатой к упору 1 и удерживаемая пружиной 2, стремится повернуться на подшипниках 3 на некоторый угол к зубчатому сектору 8. С увеличением тока в катушке реле частота вращения диска увеличится и одновременно возрастет сила, действующая на рамку. При токе в катушке, равном току срабатывания, эта сила превысит силу пружины 2 и рамка с диском повернется на некоторый угол. Червяк 10, насаженный на ось диска, войдет в зацепление с зубчатым сектором 8. Сектор, поворачиваясь по оси 7 и преодолевая усилие пружины 11, будет подниматься вверх вместе с планкой 13 до тех пор, пока планка не замкнет контакты реле 14.

Током срабатывания индукционного элемента реле называют наименьший ток, при котором происходит сцепление червяка с зубчатым сектором.

Время срабатывания элемента зависит от значения тока, протекающего по обмотке реле, и угла поворота сектора от начала сцепления червяка с ним до замыкания контактов реле 14 (зависимая часть характеристики реле). Чем больше ток в обмотке реле, тем больше частота вращения диска, а следовательно, быстрее происходит подъем сектора и время срабатывания реле сокращается, и наоборот, при меньшем токе в обмотке реле время срабатывания реле увеличивается. Таким образом, конструкция реле обеспечивает защиту с выдержкой времени без применения специального часового механизма.

Электромагнитный элемент состоит из ярма 21 и якоря 15 в сочетании с другими деталями реле. При протекании по обмотке реле очень больших токов (от 4- до 8-кратного тока срабатывания индукционного элемента) в магнитопроводе реле возникает магнитный поток достаточной силы, чтобы мгновенно притянуть якорь коромысла к выступу магнитопровода. При этом планка 13 без воздействия зубчатого сектора замыкает контакты реле 14. Такое мгновенное срабатывание электромагнитного элемента называют токовой отсечкой, т. е. при определенных аварийных условиях (при к. з.) электромагнитный элемент отсекает часть зависимой характеристики реле.

Ток срабатывания электромагнитного элемента реле регулируется винтом 16 путем изменения воздушного зазора между якорем и выступом магнитопровода 17. Ток срабатывания индукционного элемента регулируется изменением числа витков обмотки 19 (перестановка винта 18).

§ 23.5. Виды вспомогательных реле

К вспомогательным реле относятся реле времени, промежуточные и указательные (сигнальные) реле.

Реле времени (ЭВ) применяются для создания независимых от тока требуемых выдержек времени, обеспечивая селективную работу отдельных защит. Конструктивно реле времени имеют много разновидностей. Наиболее широко используются электромагнитные реле времени с часовым механизмом серий ЭВ-100 и ЭВ-200. Реле

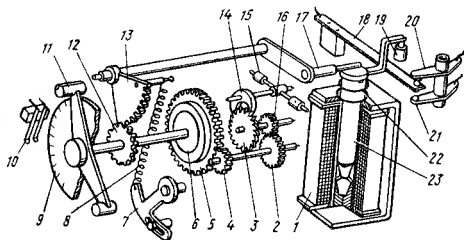


Рис. 23.4. Схема устройства реле времени ЭВ-100

серии ЭВ-100 применяются для работы в оперативной цепи постоянного тока на напряжение 24, 48, 110, 220 В, а ЭВ-200 — для работы в оперативной цепи переменного тока на напряжение 127, 220, 380 В.

На рис. 23.4 показано устройство реле времени ЭВ-100. Работа реле осуществляется следующим образом. Когда обмотка электромагнита 1 обесточена, рычаг часового механизма 17 отведен вверх до упора и удерживается якорем 23 действием пружины якоря 22, при этом ведущая пружина 8 растянута (заведена). При замыкании контакта основного (пускового) реле по обмотке электромагнита ЭВ, включенной последовательно в оперативную цепь, потечет ток. Под действием электромагнитных сил якорь 23 втянется и рычаг часового механизма опустится вместе с якорем, при этом зубчатый сегмент 13 под действием пружины 8 начнет вращаться по часовой стрелке, а ведущая шестерня 12 вместе с подвижным контактом 11 — против часовой стрелки. На одном валу с ведущей шестерней с помощью фрикционного сцепления посажен часовый механизм (детали 2, 3, 4, 5, 6, 7, 14, 15, 16), обеспечивающий постоянную частоту вращения подвижного контакта 11. Когда подвижной контакт дойдет до неподвижных контактов 10 и замкнет их, оперативная цепь тоже замкнется и реле даст импульс на отключение выключателя.

Изменение значения выдержек времени (установок реле) осуществляется увеличением или уменьшением расстояния между подвижными и неподвижными контактами. Время срабатывания реле устанавливается на шкале 9, отградуированной в секундах. Контакты 18, 20, 21 и поводок 19 используются тогда, когда требуется мгновенное срабатывание реле (без выдержки времени).

При исчезновении тока в катушке реле (линия отключена) якорь под действием пружины 22 поднимается вверх, а с ним и рычаг часового механизма и реле будут готовы для работы.

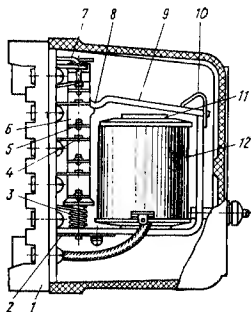


Рис. 23.5. Промежуточное реле РП-23

Промежуточные реле (РП) благодаря наличию в них большого количества нормально замыкающих и размыкающих контактов применяются в релейной защите, когда необходимо одновременно замыкать или размыкать несколько независимых цепей (цепи управления выключателей, сигнализации и т. д.), подключаемых к разным контактам реле. Кроме того, наличие у них мощных контактов дает возможность использовать их для разгрузки маломощных контактов основных реле от больших токов (для замыкания цепей электромагнитных приводов выключателей).

Промышленность выпускает различные типы промежуточных реле, работающих на электромагнитном принципе. Основными элементами этих реле являются электромагнит с подвижным якорем и подвижная система комбинированных контактов (нормально открытых и закрытых), связанных с якорем. Промежуточные реле изготовляют для работы в оперативных цепях постоянного и переменного токов. Реле РП-23, РП-24 предназначены для работы в оперативных цепях постоянного тока напряжением 12, 24, 48, 110, 220 В, а реле РП 25, РП-26 — в цепях переменного тока напряжением 100 и 220 В.

На рис 23.5 показаны устройство и принцип действия реле РП-23. Реле состоит из катушки 12, размещенной на сердечнике 11, якоря 9 неподвижных контактов 4, подвижной контактной системы 5, разделенной изоляционными втулками 6, возвратной пружины 3, скобы 2, на которой закреплен сердечник упора 7, ограничителя хода якоря 10 и основания реле 1.

При подаче напряжения на катушку реле якорь, втягиваясь, хвостовиком 8 перемещает подвижную контактную систему вниз. При этом замыкаются нормально незамкнутые контакты и размыкаются нормально замкнутые контакты. Реле имеет четыре замыкающих контакта и один размыкающий. При исчезновении тока в

катушке реле подвижная система под действием пружины 3 возвращается в исходное положение.

Указательные (сигнальные) реле (РУ) служат для подачи сигналов (световых, звуковых, указательных и т. д.) о возникшем ненормальном режиме в какой либо части электроустановки. Реле РУ-21, работающее на электромагнитном принципе, является наиболее распространенным. Принцип действия реле состоит в том, что при прохождении тока по его обмотке якорь притягивается к сердечнику, флажок, ранее удерживаемый якорем, теряет упор, под действием собственного веса поворачивается на оси и своей окрашенной поверхностью устанавливается против застекленного окна в крышке реле. Это служит сигналом о срабатывании защиты. При повороте флажка одновременно замыкаются контакты цепи сигнализации. Флажок возвращается в начальное положение при повороте рукоятки.

ГЛАВА 24

ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ЗАЩИТЫ КАБЕЛЬНЫХ, ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 24.1. Защита кабельных и воздушных линий напряжением выше 1000 В

Наиболее простым и дешевым видом релейной защиты кабельных и воздушных линий с односторонним питанием от всех видов коротких замыканий и перегрузок являются максимальные токовые защиты. Принцип действия такой защиты основан на том, что при возникновении к. з. или перегрузки ток на защищаемом участке линии становится больше тока, имевшегося при нормальном режиме. Под действием увеличенного тока защита срабатывает и отключает поврежденный участок.

Защита называется максимальной токовой с зависимой от тока характеристикой времени срабатывания, если в ней используются токовые реле РТ-80 или РТВ. Защита называется максимальной токовой с независимой от тока характеристикой времени срабатывания, если используются токовые реле РТ-40 и реле времени ЭВ.

Из числа максимальных токовых защит наиболее простой и дешевой является токовая защита с использованием встроенных реле прямого действия типов РТМ и РТВ. Такая защита распространена в городских воздушных сетях и сетях промышленных предприятий напряжением 6—35 кВ. В сетях с изолированной нейтралью (6—35 кВ) применяются двухфазные схемы максимальной токовой защиты, которые защищают сеть только от междофазных к. з., а в сетях с глухозаземленной нейтралью (110 кВ и выше) — трехфазные,

защитающие сеть и от однофазных к. з. В таких сетях возможны как междуфазные, так и однофазные к. з.

Схема двухфазной максимальной токовой защиты с применением реле РТВ приведена на рис. 24.1. РТВ подключаются к двум трансформаторам тока TrT_1 и TrT_2 , установленным в двух фазах сети. Принцип действия защиты пояснен рис. 23.1. Защита по этой схеме действует с выдержкой времени. Если в схеме использовано реле РТМ, то защита срабатывает мгновенно. Как видно, схема

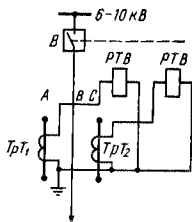


Рис. 24.1. Схема двухфазной максимальной токовой защиты с применением реле РТВ

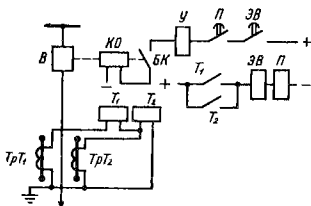


Рис. 24.2. Принципиальная схема двухфазной защиты с применением реле РТ-40

защиты со встроенным реле проста, работает на переменном токе и не требует дополнительных источников питания.

Однако защита, выполненная с реле прямого действия, вследствие его громоздкости имеет относительно невысокую чувствительность. На рис. 24.2 приведена схема двухфазной максимальной токовой защиты с применением токовых реле косвенного действия типа РТ-40, реле времени ЭВ, промежуточного реле РП и указательного реле РУ (защита с независимой от тока выдержки времени). Оперативная цепь выполнена на постоянном токе. Как видно из схемы, контакты реле тока TrT_1 и TrT_2 включены параллельно. При к. з. между любыми фазами линии достаточно срабатывания даже одного реле, которое при замыкании своих контактов включит оперативную цепь; по катушке реле времени ЭВ пойдет ток. По истечении заданной выдержки времени реле ЭВ замкнет свои контакты и тем самым включит оперативную цепь между реле ЭВ и реле РП. При этом реле РП придет в действие и мгновенно замкнет свои контакты. Катушка электромагнита отключения ЭО выключателя окажется под напряжением, и по ней через блокировочный контакт БК пойдет ток. Под действием электромагнита привода выключатель отключится. Указательное реле РУ, включенное последовательно с катушкой отключения выключателя, при появлении тока в цепи срабатывает, при этом выпадет сигнальный флажок, указывающий о срабатывании максимальной токовой защиты. Проме-

жужельное реле используется в схемах защиты в тех случаях, когда контакты реле времени недостаточно мощные для замыкания цепи катушки отключения выключателя. В то же время контакты промежуточного реле не рассчитаны на размыкание цепи катушки отключения выключателя, поэтому в приводе выключателя устанавливается блокировочный контакт, который и размыкает цепь.

На рис. 24.3 показана схема двухфазной максимальной токовой защиты с применением индукционных токовых реле РТ-80. Оперативная цепь работает на постоянном токе. В схеме защиты отсутствуют реле времени, промежуточное и указательное реле, так как вместо реле времени используется индукционный элемент реле, работающий с выдержкой времени, а мощные контакты реле сами замыкают цепь катушки отключения выключателя. Кроме того, в конструкции реле имеется сигнальный флажок.

Максимальная токовая защита в радиальных линиях устанавливается на каждом защищаемом участке с питающей стороны. Для создания селективного отключения выключателей при возникновении к.з. на всех участках линии, от источника питания до потребителя электроэнергии, защита должна иметь различные выдержки времени. Подбор выдержек производится по ступенчатому принципу, каждая выдержка возрастает в направлении к источнику питания. При этом каждая последующая защита должна иметь выдержку времени на одну ступень Δt больше, чем у предыдущей (ступень селективности для масляных выключателей равна 0,6 с, например, $t_2 = t_1 + \Delta t$; $t_3 = t_2 + \Delta t$ и т. д.).

Действие токовой защиты с независимой выдержкой времени при к.з. в линии, состоящей из трех участков, показано на рис. 24.4. При к.з. в точке K_1 ток к.з. от источника питания пройдет через токовые реле 1, 2, 3. Если он превысит ток срабатывания, то все токовые реле начнут действовать, при этом запустятся и их реле времени. Так как выдержка времени в защите 3 на участке III наименьшая, то она сработает раньше всех: отключит выключатель B_3 и поврежденный участок III линии будет отключен. После отключения выключателя B_3 протекание тока к.з. в линии прекратится и защиты 1, 2, не успев сработать, вернутся в начальные положения.

Дифференциальные токовые защиты являются одной из разновидностей токовой защиты. Они подразделяются на поперечные — для защиты параллельных линий и продольные — для защиты оди-

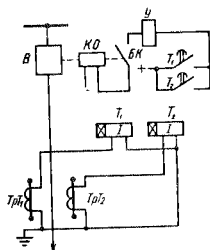


Рис. 24.3. Принципиальная схема двухфазной защиты с применением реле РТ-80

иарных линий и силовых трансформаторов. При одностороннем питании линии защита устанавливается со стороны источника питания и защищает линию только от токов к. з. Защита является быст-родействующей (мгновенной). Поперечная дифференциальная то-ковая защита применяется в тех случаях, когда две параллельные

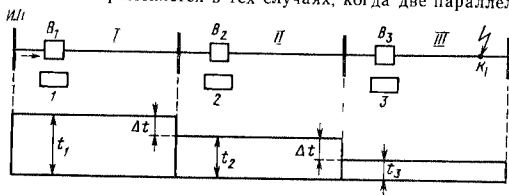


Рис. 24.4. Ступенчатое согласование выдержек времени максимальных токовых защит с независимой выдержкой времени

линии, имеющие одинаковые сопротивления, т. е. одинаковые дли-ны, сечения и материал проводов, подключены к шинам подстанции через один общий выключатель (рис. 24.5). Из схемы видно, что вторичные обмотки однотипных трансформаторов тока обеих линий включены последовательно, т. е. начало обмотки одного трансфор-матора соединяется с концом обмотки другого. Параллельно вто-

ричным обмоткам трансформаторов включе-на обмотка токового реле мгновенного дей-ствия РТ-40. При таком соединении токи, протекающие от обмоток трансформаторов к обмотке реле, имеют противоположные направления.

В нормальном режиме токи в линиях равны ($I_1 = I_{II}$) и вторичные токи в транс-форматорах также приблизительно равны. Результирующий ток в обмотке реле $I_p = I_1 - I_2 = 0$, т. е. по обмотке реле может про-текает незначительный ток небаланса, вы-званный некоторыми отклонениями харак-теристик трансформаторов тока. Это ток меньше тока срабатывания реле.

При к. з. на одной из линий, например в в точке K_1 , ток I_1 в поврежденной линии вследствие уменьшения сопротивления (уча-сток линии $a - K_1$) становится больше тока I_{II} (участок линии $b - K_1$) и тогда через ка-тушку реле пройдет ток, равный разности 426 вторичных токов: $I_p = I_1 - I_2$. Если раз-ность токов больше тока срабатывания ре-ле, т. е. $I_p > I_{ср}$, реле сработает и защита

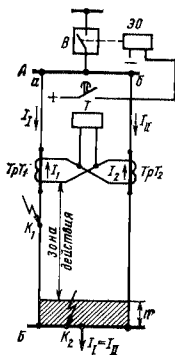


Рис. 24.5. Принципиальная однолинейная схема поперечной дифференциальной токовой защиты линии

мгновенно отключит выключатель. При к. з. в точке K_2 вблизи шин или на шинах последующей подстанции вследствие незначительного неравенства сопротивлений линий результирующий ток, проходящий через обмотку реле, будет меньше тока срабатывания и дифференциальная защита не сработает. Такой участок линии называют «мертвой» зоной действия дифференциальной защиты. Эта зона возрастает с увеличением тока срабатывания реле и уменьшается с возрастанием тока к. з. Для защиты линии при к. з. на участке мертвой зоны и шинах подстанции B в дополнение к дифференциальной защите на подстанции A устанавливают максимальную токовую защиту с выдержкой времени.

Направленная максимальная токовая защита применяется для защиты от к. з. радиальных линий с двусторонним питанием. При к. з. в какой-либо точке к ней притекают токи с обоих источников питания и назначение защиты — отключить линию с двух сторон от источников питания. Максимальную токовую защиту нельзя использовать в линиях с двусторонним питанием, так как она не обеспечивает селективного отключения повреждений. Направленная максимальная токовая защита широко применяется для защиты питающих параллельно работающих линий 6—10 кВ при одностороннем питании (см. рис. 18.1). В этом случае защита устанавливается на приемных концах линий в РП и действует по принципу изменения направления потока мощности при к. з. в любой из параллельно работающих линий.

Направленная максимальная токовая защита отличается от максимальной токовой тем, что в ее составе кроме максимальной токового реле и реле времени имеется еще реле направления мощности.

Реле мощности выполнено подобно ваттметру, у которого имеются две обмотки: одна — тока, включаемая в цепь трансформатора тока защищаемой линии, а другая — напряжения, включаемая в обмотку трансформатора напряжения. Принцип действия индукционного реле РБМ заключается в следующем. При протекании по токовой обмотке тока одного направления (от сборных шин в сторону линии) создается положительный вращающий момент. Он замыкает контакт реле, и защита действует на отключение линии. При протекании тока противоположного направления создается отрицательный вращающий момент, при котором контакты реле не замыкаются и защита на отключение не действует. Она действует только в том случае, если то-

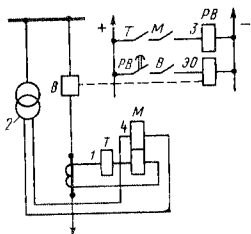


Рис 24.6. Принципиальная односторонняя схема направленной максимальной токовой защиты:

1 — токовое реле, 2 — трансформатор напряжения, 3 — реле времени; 4 — реле направления мощности

силового трансформатора, его ток срабатывания должен быть больше тока небаланса. При коротком замыкании в зоне действия защиты, например в точке K_1 , равновесие токов в обмотке токового реле нарушится и через нее потечет полный вторичный ток к. з. Так как этот ток больше тока срабатывания реле, то оно мгновенно сработает и через промежуточное реле отключит масляные выключатели, установленные с обеих сторон силового трансформатора.

Чувствительность защиты можно повысить при применении токового дифференциального реле РНТ-565, в кожухе которого встроены реле РТ-40, быстронасыщающийся трансформатор и резисторы.

Газовая защита является более чувствительной при различных внутренних повреждениях в трансформаторах с масляным охлаждением, чем продольная дифференциальная токовая защита. Так, например, при замыкании небольшого количества витков в обмотке одной фазы и понижении уровня масла в трансформаторе дифференциальная защита не действует.

В процессе эксплуатации трансформаторов могут возникать витковые замыкания, пробой обмоток на корпус, короткие замыкания между обмотками разных фаз и т. п., которые приводят к возникновению в толще масла электрической дуги, разряда или перегрева изоляции. Это ведет к разложению масла и изоляции проводов и образованию легучих газов. Так как газы легче масла, они поднимаются вверх и под действием давления, созданного газами, масло в кожухе перемещается в сторону расширителя.

По конструктивному выполнению существует несколько видов газовых реле, как, например, поплавковые, лопастные и чашечные. Наиболее простыми являются поплавковые ПГ-22. У этих реле реагирующий орган выполнен в виде двух цилиндрических поплавков (верхний и нижний), плавающих в масле корпуса реле. Поплавки могут с помощью шарнира отклоняться. К цилиндрам прикреплены стеклянные колбочки, в которые впаяны контакты и налито немного ртути, служащей для замыкания или размыкания контактов при отклонениях цилиндрических поплавков. При небольших ненормальных режимах (повышенная перегрузка трансформатора) срабатывает верхний поплавок, который своим контактом включает предупреждающую сигнализацию.

При к. з. в трансформаторе срабатывает нижний поплавок, включающий цепь на мгновенное отключение трансформатора.

В последнее время промышленность выпускает более совершенные реле с чашечными элементами РГЧЗ. Эти реле имеют удобную регулировку чувствительности и меньше реагируют на вибрацию трансформатора по сравнению с реле ПГ-22.

Реле РГЧЗ конструктивно отличается от поплавковых тем, что вместо цилиндрических поплавков в них использованы открытые металлические чашки, а вместо ртутных контактов — обычные открытые контакты, работающие в масле.

На рис. 24.8 показан принцип действия чашечного реле РГЧЗ. Оно состоит из чугунного кожуха, выполненного в виде тройника. Верхний фланец закрыт крышкой, а два противоположных фланца (боковые фланцы) врезаны в трубопровод, соединяющий бак трансформатора с расширителем. Внутри кожуха реле около верхнего фланца расположен сигнальный элемент, а против отверстия маслопровода — нижний отключающий элемент. Оба элемента представляют открытые металлические плоскостопные чашки 1, 11, которые могут поворачиваться вокруг осей 2, 6. Подвижные контакты 4, 8 непосредственно связаны с чашками. При опускании верхней или нижней чашки подвижные контакты замыкаются с неподвижными контактами 3, 7, укрепленными на неподвижной части реле. В нормальном режиме пружины 9, 13 удерживают чашки от замыкания контактов 3, 4 и 7, 8. В этом режиме кожух реле и чашки заполнены маслом, вес масла в чашке и вес самой чашки уменьшены за счет потери веса тела, погруженного в жидкость. Упоры 10, 12 предусмотрены для ограничения движения чашек вверх под действием пружин 9, 13. При небольших повреждениях в трансформаторе,

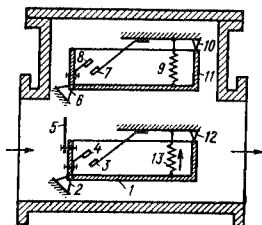


Рис. 24.8. Принцип действия газового реле РГЧЗ-66

а также при ненормальных перегрузках в масле происходит слабое газообразование и пузырьки газа, поднимаясь вверх, заполняют верхнюю часть (под крышкой) реле. Накопившись в достаточном объеме, газы вытесняют часть масла, и уровень его в реле понижается. Это приводит к увеличению силы, действующей вниз за счет увеличения веса масла в чашке и веса самой чашки, которая, преодолевая противодействие пружины 9, заставляет чашку повернуться вниз. Контакты 7, 8 замкнутся, в результате чего замкнется и цепь предупреждающей сигнализации.

При к.з. в трансформаторе возникает бурное газообразование, вызывающее перемещение масла и газов через реле в сторону расширителя. Сила этого потока, действуя на лопасть 5, заставляет чашку 1 повернуться около оси 2 вниз и тем самым замыкает контакты 3, 4 в цепи отключения поврежденного трансформатора.

Для трансформаторов всех мощностей, установленных на внутрицеховых подстанциях, должна быть предусмотрена газовая защита.

Заводы-изготовители поставляют заказчикам силовые трансформаторы мощностью 1000 кВ·А и выше комплектно с газовой защитой.

ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ И ЗАНУЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

§ 25.1. Возможность поражения человека электрическим током

Поражение человека электрическим током возможно при прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением, или к металлическим нетокведущим частям оборудования и сетей, оказавшимся под напряжением при нарушении изоляции.

Различают два вида прикосновения к токоведущим частям: *двухполюсное*, когда человек одновременно прикасается, чаще всего руками, к двум фазам сети, и *однополюсное*, когда человек, стоя на земле или заземленной конструкции здания, прикасается лишь к одной фазе сети. Наиболее опасны случаи двухполюсного прикосновения, так как человек оказывается включенным на линейное напряжение $U_{\text{л}}$ установки

$$I_{\text{ч}} = U_{\text{л}} / R_{\text{ч}}. \quad (25.1)$$

Случаи двухполюсного прикосновения в практике встречаются относительно редко. Наиболее частыми являются однополюсные прикосновения.

В этом случае

$$I_{\text{ч}} = U_{\text{ф}} / R_{\text{ч}}, \quad (25.2)$$

где $I_{\text{ч}}$ — ток, проходящий через тело человека, А; $U_{\text{ф}}$ — фазное напряжение, В; $R_{\text{ч}}$ — электрическое сопротивление тела или части тела человека, включенного в цепь электрического тока.

Электрическое сопротивление человеческого тела в зависимости от многих факторов изменяется в широких пределах (от 500 до 100 000 Ом). К таким факторам можно отнести: общее состояние здоровья человека, состояние кожного покрова и его влажность, условия окружающей среды, длительность прохождения тока и др. В расчетах по технике безопасности сопротивление человеческого организма обычно принимается равным 1000 Ом.

Различают следующие виды действия электрического тока на организм человека: *механическое*, вызывающее разрыв тканей; *тепловое* — ожог; *электрическое* — электролиз крови; *биологическое* — нарушение работы нервной системы, управляющей деятельностью сердца, легких и отдельных мышц. Особенно опасно прохождение тока через сердце, вызывающее паралич сердечной мышцы. Тяжесть электротравмы зависит от значения тока и длительности его прохождения. Установлено, что в большинстве случаев ток 0,1 А представляет собой смертельную опасность для человека. Для человека опасен как переменный, так и постоянный ток, однако наи-

большую опасность представляет переменный ток промышленной частоты (50 Гц). С повышением частоты переменного тока опасность поражения уменьшается.

Значение тока при однополюсном прикосновении зависит не только от приложенного напряжения и сопротивления человеческого тела, но и от способа заземления нейтрали источников питания и изоляции проводников сети по отношению к земле. Нейтраль генераторов и трансформаторов могут быть выполнены либо глухозаземленными, либо изолированными от земли. Глухозаземленной называется нейтраль генератора или трансформатора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (например, через трансформаторы тока). Изолированной называется нейтраль, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через большое сопротивление.

В СССР с глухозаземленной нейтралью работают трехфазные четырехпроводные сети напряжением 380/220 В и трехфазные сети напряжением 110, 220, 500 кВ, с изолированной нейтралью — сети напряжением 660 В и 6, 10, 35 кВ.

Большую роль в уменьшении опасности электротравм при однополюсном прикосновении играют условия среды и изоляционные свойства пола.

Сухие полы (дубовый, березовый паркет, крашенные доски, кирпич, линолеум, кроме цементных, обеспечивают надежную защиту человека.

Неблагоприятные условия окружающей среды (пыль, влажность, химически активная среда и т. д.) могут воздействовать на изоляцию электроустановки и тем самым создавать условия для поражения электрическим током.

В зависимости от опасности поражения человека электрическим током ПУЭ устанавливают следующую классификацию помещений, в которых размещается электрооборудование.

1. Помещения *без повышенной опасности* — сухие нежаркие с нетокопроводящими полами, без металлоконструкций и токопроводящей пыли.

2. Помещения *с повышенной опасностью* — влажные (при относительной влажности выше 75%), жаркие (при температуре выше 30°C), с токопроводящими полами (железобетонными, металлическими, земляными), помещения, в которых имеется опасность одновременного прикосновения к металлическим конструкциям зданий, трубопроводам, станкам и металлическим корпусам электрооборудования.

3. Помещения *особо опасные* — особо сырые помещения, в которых полы, стены и потолок покрыты влагой (бани, прачечные и т. д.) и относительная влажность воздуха близка к 100%, помещения с химически активной средой, воздействующей на изоляцию, а также помещения, в которых одновременно существуют два или больше признаков повышенной опасности.

§ 25.2. Устройство защитных заземлений и занулений

Для защиты людей от поражения электрическим током при прикосновении к нетоковедущим частям электрического оборудования, случайно оказавшимся под напряжением, должна применяться, по крайней мере, одна из следующих мер: заземление, зануление, защитное отключение, разделяющий трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

Приведем некоторые понятия и определения, относящиеся к защитному заземлению и занулению.

Защитным заземлением называется преднамеренное соединение металлических частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением, но которые могут оказаться под ним вследствие нарушения изоляции электроустановки с заземляющим устройством.

Занулением в электроустановках в сетях напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью называется преднамеренное электрическое соединение с помощью нулевого защитного проводника металлических нетоковедущих частей электрооборудования с заземленной нейтралью трансформатора или генератора.

Заземляющее устройство состоит из заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель представляет собой один или несколько металлических соединений между собой проводников (электродов), находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. Заземляющие проводники — это металлические проводники, соединяющие заземлитель с заземляемыми частями электроустановки.

Замыкание на землю — случайное электрическое соединение находящихся под напряжением частей электроустановки непосредственно с землей.

Замыкание на корпус — электрическое соединение токоведущих частей машин, аппаратов и линий с заземленными конструктивными частями электроустановки.

Напряжение относительно земли при замыкании на корпус — разность потенциалов между этим корпусом и зоной нулевого потенциала.

Ток замыкания на землю — ток, проходящий через землю в месте замыкания.

Сопротивление растеканию тока — сопротивление, оказываемое току в земле участком почвы от заземлителя до точек с нулевым потенциалом.

При замыкании на корпус заземленного электрооборудования ток замыкания, возникший в результате повреждения изоляции, пройдет из сети через место замыкания в землю. Ток, пройдя по заземлителю, будет растекаться радиально во все стороны по массиву земли. По мере удаления от заземлителя объем грунта, в котором растекается ток, увеличивается и плотность его в грунте уменьшается. Электрический потенциал постепенно снижается и на

расстоянии 20 м от точки растекания тока становится равным нулю. Между заземленным корпусом, имеющим потенциал U_K , и точкой земли (нулевой потенциал U_0) образуется определенная разность потенциалов $U_K - U_0$, т. е. напряжение U_3 .

Сопротивление заземляющего устройства R_3 (Ом) складывается из сопротивлений заземлителя и заземляющих проводников. Так как сопротивление заземляющих проводников мало, то

$$R_3 = U_3 / I_3, \quad (25.3)$$

где U_3 — напряжение относительно земли (нулевого потенциала); I_3 — ток замыкания на землю.

Заземлители могут быть искусственные и естественные. В качестве искусственных заземлителей могут быть использованы металлические части, находящиеся в земле: металлические трубопроводы (за исключением горючих жидкостей или взрывчатых газов и примесей), металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, свинцовые оболочки кабелей и др. В первую очередь должны использоваться естественные заземлители. При недостаточном их сопротивлении следует дополнительно применять искусственные заземлители.

Искусственными заземлителями служат отрезки угловой стали (размерами $50 \times 50 \times 4$ мм) длиной 2,5—3 м, некондиционные стальные трубы диаметром 50 мм той же длины с толщиной стенки не менее 3,5 мм, отрезки круглой стали диаметром 12—14 мм длиной до 5 м и более. Заземлители (электроды) соединяются между собой стальной полосой размеров 40×4 мм.

В качестве заземляющих и нулевых защитных проводников могут быть использованы специально предусмотренные для этой цели проводники, металлические фермы и колонны, подкрановые пути, каркасы распределительных устройств, стальные трубы электропроводок, алюминиевые оболочки кабелей. Нулевыми защитными проводниками должны быть в первую очередь нулевые рабочие проводники электрической сети.

В электроустановках напряжением до 1000 В сети с глухозаземленной нейтралью или с нейтралью, изолированной от земли, сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно быть не более 2; 4 и 8 Ом соответственно при линейных напряжениях 660; 380 и 220 В.

В сетях с изолированными от земли нейтралью напряжением 6—35 кВ сопротивление заземляющего устройства R_3 (Ом) при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть не более:

а) при использовании заземляющего устройства для электроустановки до 1000 В и выше

$$R_3 \leq 125 / I_3; \quad (25.4)$$

б) при использовании заземляющего устройства только для заземления в установке выше 1000 В его сопротивление

$$R_z \leq 250/I_z, \quad (25.5)$$

но не более 10 Ом, где I_z — расчетный ток замыкания на землю, А.

В практических расчетах для сетей напряжением 6—35 кВ емкостный ток I_z можно определить по эмпирической формуле, (А)

$$I_z = \frac{U_\lambda}{350} (35l_{\text{каб}} + l_\lambda), \quad (25.6)$$

где U_λ — линейное напряжение трехфазной сети, кВ; $l_{\text{каб}}$ — длина кабельных линий (электрически связанных), км; l_λ — длина воздушных линий (электрически связанных, принадлежащих рассматриваемой сети), км.

Совмещенное заземляющее устройство для напряжений до 1000 В и более должно иметь сопротивление наименьшее, требуемое по ПУЭ.

ПУЭ устанавливают, в каких помещениях и для каких значений эксплуатационных напряжений выполнение заземления обязательно:

1) в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных электроустановках при напряжении переменного тока выше 42 В и постоянного тока выше 110 В;

2) в помещениях без повышенной опасности при напряжении переменного тока 380 В и выше и постоянного тока 440 В и выше.

Заземлению (занулению) подлежат следующие металлические части электрооборудования: металлические корпуса трансформаторов, электродвигателей, пусковой аппаратуры, каркасы и кожуха электрических устройств, металлические трубы электропроводок, корпуса щитов, щитков, шкафов и др. В жилых домах: корпуса кухонных стационарных электроприборов мощностью 1,3 кВт и выше, корпуса щитов, щитков, светильников, стальные трубы и кодоба электропроводок на лестничных клетках, в технических подпольях и на чердаках.

На рис. 25.1 показано устройство защитного заземления и зануления в установках напряжением до 1000 В с глухозаземленной и изолированной нейтралью.

Как видно из рис. 25.1, а, заземление в четырехпроводной сети с глухозаземленной нейтралью выполняется путем присоединения нетоковедущих частей электрооборудования к заземленному нулевому проводу сети. В такой системе замыкание одной фазы на корпус электрооборудования или на землю приводит к быстрому срабатыванию защиты и отключению аппарата или участка сети.

В трехфазной сети с изолированной нейтралью при замыкании на корпус электрооборудования (например, фазы А рис. 25.1, б) ток пройдет через заземлитель R_z в землю и далее через сопротивление изоляции проводов по отношению к земле «здоровых» фаз к источнику питания (трансформатору). В такой системе при замыка-

нии одной фазы на корпус электрооборудования или на землю отключение поврежденного участка не произойдет, так как ток замыкания незначителен вследствие большого значения сопротивления изоляции проводов $R_{\text{изол}}$ по отношению к земле. Электроустановка при этом может длительно нормально работать, пока не бу-

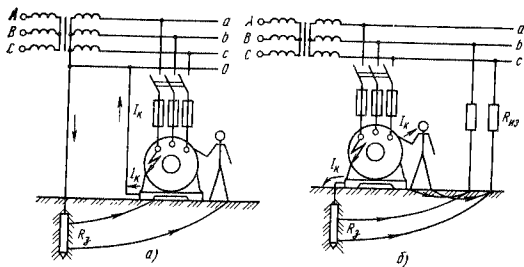


Рис 25.1. Зануление (а) и заземление (б) в электроустановках до 1000 В с глухозаземленной и изолированной нейтралью

дет обнаружен аварийный участок. Если в аварийном режиме человек случайно прикоснется к одной из двух здоровых фаз, то он окажется под линейным напряжением сети: $I_{\text{ч}} = \sqrt{3}U_{\text{ф}}/R_{\text{ч}}$. Поэтому в такой системе должен обеспечиваться систематический контроль изоляции токоведущих проводников оборудования и сетей относительно земли. При этом необходимо быстрое обнаружение обслуживающим персоналом замыкания на корпус электрооборудования или в сетях и их быстрая ликвидация.

§ 25.3. Расчет заземляющих устройств

Порядок расчета.

1. Определяют расчетный ток I_3 и по (25.4) и (25.5) находят R_3 . Для сетей с изолированной нейтралью емкостной ток I_3 может быть ориентировочно определен по (25.6).

2. Определяют сопротивления естественных заземлителей r_e (чаще всего r_e находят путем замера для конкретной электроустановки). Расчет заземляющих устройств для проектируемых электроустановок производится без учета сопротивлений растеканию искусственных заземлителей. В случае замера, если $r_e < R_3$, заземляющее устройство состоит только из естественных заземлителей, а при $r_e > R_3$ следует добавить искусственные заземлители (электроды). Значение их сопротивления растеканию определяют по выражению

$$r_{\text{иск}} = r_e R_3 / (r_e - R_3), \quad (25.7)$$

где R_3 — сопротивление заземляющего устройства по нормам.

3. По табл. 25.1 определяют среднее значение удельного сопротивления принятого грунта.

4. Определяют конфигурацию заземляющего устройства, расстояние между заземлителями (электродами). Предварительно задаются количеством вертикальных электродов с учетом, что расстояние между ними должно быть не менее их длины.

Таблица 25.1

5. Определяют сопротивление растеканию (Ом) одиночного вертикального электрода из круглой арматурной стали или трубы:

$$r_{\text{в}} = \frac{0,366 \rho K_c}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + l}{4t - l} \right), (25.8)$$

где ρ — удельное сопротивление грунта, Ом·см; l — длина электрода, см; t — глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, см; K_c — коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхание грунта с зависимости от климатических районов. Для средних климатических районов (II и III) K_c можно принять: для вертикальных электродов длиной 3—5 м 1,45÷1,15, а для горизонтальных заземлителей (металлических полос) 3,5—2. Для ориентировочных расчетов с достаточной точностью можно пользоваться выражением

$$r_{\text{в}} \approx 0,003 \rho K_c. (25.9)$$

6. Определяют суммарное сопротивление части заземлителя, состоящей из вертикальных электродов, электрически связанных между собой, без учета сопротивления соединяющей их полосы,

$$r_{\text{зв}} = r_{\text{в}} / (n \eta_{\text{в}}), (25.10)$$

где n — число вертикальных электродов; $\eta_{\text{в}}$ — коэффициент использования вертикальных электродов.

Для вертикальных электродов, размещенных по контуру, $\eta_{\text{в}}$ определяют по табл. 25.2.

Таблица 25.2

Количество вертикальных электродов	Отношение a/l (a — расстояние между электродами; l — длина электрода)			Количество вертикальных электродов	Отношение a/l (a — расстояние между электродами; l — длина электрода)		
	1	2	3		1	2	3
4	0,69	0,78	0,85	20	0,47	0,64	0,71
6	0,62	0,73	0,8	30	0,43	0,6	0,65
10	0,55	0,69	0,76				

7. Определяют сопротивление растеканию горизонтально проложенной полосы, связывающей вертикальные электроды между собой (Ом),

$$r_r = \frac{0,366 \rho K_c}{l} \lg \frac{2l^2}{\delta t}, \quad (25.11)$$

где l — длина, полосы, см; δ — ширина полосы, см; t — глубина заложения, см; $K_c = 3,5-2$.

Сопротивление растеканию полосы с учетом коэффициента использования сопротивления полосы

$$r_{зг} = r_r / \eta_r, \quad (25.12)$$

где η_r — коэффициент использования по табл. 25.3.

Таблица 25.3

Количество вертикальных электродов	Отношение a/l			Количество вертикальных электродов	Отношение a/l		
	1	2	3		1	2	3
4	0,45	0,55	0,7	20	0,27	0,32	0,45
6	0,4	0,48	0,64	30	0,24	0,3	0,4
10	0,34	0,4	0,56				

8. Определяют полное сопротивление растеканию заземлителя (Ом) с учетом использования соединительной полосы:

$$R_z = r_{зв} r_{зг} / (r_{зв} + r_{зг}). \quad (25.13)$$

Если расчетное R_z отличается от нормированного значения, то следует уменьшить или увеличить количество вертикальных электродов и повторить расчет.

Пример 25.1. Произвести расчет защитного заземления (заземлителя) для отдельно стоящей заводской подстанции, питающейся от РП—10 кВ. Трансформаторы подстанции работают с изолированной нейтралью на стороне 10 кВ и заземленной на стороне 0,4 кВ. Протяженность электрически связанных кабельных линий напряжением 10 кВ составляет 12 км. Грунт — суглинок. Климатический район II. Естественных заземлителей нет.

Решение. Емкостной ток в линии напряжением 10 кВ находим по (25.6): $I_a = U_{наб}/10 = 10,5 \cdot 12/10 = 12,6$ А.

Значение сопротивления заземлителя при использовании для установок до 1000 В и выше определяем по (25.4): $R_z = 125/I_a = 125/12,6 = 10$ Ом.

Значение заземляющего устройства сопротивления нейтрали трансформаторов на стороне 0,4 кВ должно быть не более 4 Ом. Принимаем для расчета наименьшее сопротивление: $R_z < 4$ Ом. По табл. 25.1 определяем удельное сопротивление грунта суглинка: $\rho = 1,0 \cdot 10^4$ Ом·см.

Предварительно принимаем к установке 16 одиночных вертикальных электродов из круглой стали длиной 5 м и диаметром 12 мм, расположенных по контуру здания подстанции с расстоянием между ними 5 м. Вертикальные электроды соединены с помощью сварки со стальной полосой 40×4 мм, расположенной на глубине 0,5 м.

Сопротивление растеканию вертикального одиночного электрода по (25.9):
 $r_{\text{в}} = 0,003; K_{\text{с}} = 0,003 \cdot 1,0 \cdot 10^4 \cdot 1,3 = 39 \text{ Ом.}$

Суммарное сопротивление растеканию части заземлителя, состоящей из вертикальных электродов, электрически связанных между собой, без учета сопротивления растеканию соединяющей их полосы определяем по (25.10):

$$R_{\text{зв}} = r_{\text{в}} / (n \gamma_{\text{в}}) = 39 / (16 \cdot 0,52) = 4,7 \text{ Ом.}$$

Коэффициент $\eta_{\text{в}}$ по табл. 23.2 принимаем 0,52 Сопротивление растеканию соединительной полосы контура по (25.11)

$$r_{\text{г}} = \frac{0,366 \rho K_{\text{с}}}{l} \lg \frac{2l}{\delta t} = \frac{0,366 \cdot 1,0 \cdot 10^4 \cdot 2,3}{7500} \lg \frac{2 \cdot 7500}{1,2 \cdot 310} = 7,43 \text{ Ом.}$$

Протяженность соединительной полосы $l_{\text{п}} = (n - 1)a = 15 \cdot 5 \text{ м} = 7500 \text{ см.}$ Сопротивление растеканию полосы с учетом коэффициента использования по (25.12): $R_{\text{зг}} = r_{\text{г}} / \eta_{\text{г}} = 7,43 / 0,3 = 22,3 \text{ Ом,}$ где $\eta_{\text{г}}$ — коэффициент использования горизонтальной соединительной полосы в контуре электродов, равный 0,3 (см. табл. 25.3).

Определяем полное сопротивление растеканию заземлителя с учетом использования горизонтальной соединительной полосы (Ом) по (25.13):

$$R_{\text{з}} = \frac{r_{\text{зв}} r_{\text{зг}}}{r_{\text{зв}} + r_{\text{зг}}} = \frac{4,7 \cdot 22,3}{4,7 + 22,3} = 3,9 \text{ Ом,}$$

что меньше 4 Ом

§ 25.4. Монтаж сети защитного заземления и зануления

Заземляющее устройство представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлители могут быть *естественные* и *искусственные*. Предпочтительнее использование естественных заземлителей, так как при этом не только достигается экономия металла, но и отпадает необходимость выполнения значительного объема земляных и монтажных работ. При недостаточном сопротивлении естественных заземлителей или отсутствие таковых приходится сооружать искусственные заземлители, состоящие из вертикально и горизонтально погруженных в землю стальных труб, металлических стержней, стальных полос и др. В последнее время в качестве заземлителей используют железобетонные фундаменты зданий и сооружений, в которых заранее заготовленные заземлители укладывают на дно котлованов зданий и сооружений при производстве строительных работ. При выполнении отдельно расположенного заземляющего очага наиболее часто для вертикальных электродов заземлителя 2,5—3 м. Для установки вертикальных электродов предварительно роют траншею глубиной 0,7 м и шириной 0,5—0,6 м, после чего электроды забивают или с помощью механизмов погружают в грунт. Глубина заложения верха электродов должна быть 0,6—0,7 м от уровня спланированной отметки земли и выступать от дна траншеи на 0,1—0,2 м для удобства приварки к ним горизонтально соединительных металлических полос. Присоединение горизонтальных магистральных полос к есте-

ственным и искусственным заземлителям выполняют сваркой в нахлестку.

При открытой прокладке ввода заземляющей магистрали в помещение он должен быть заключен в стальную трубу для защиты от механических повреждений. Металлические корпуса машин, аппаратов и конструкций электроустановок с помощью заземляющих защитных проводников должны надежно присоединяться к заземляющим магистралям. Заземляющие проводники присоединяются к металлическим корпусам оборудования и заземляющим болтам, которые имеются на корпусах. Машины, установленные на салазках, заземляют присоединением к салазкам заземляющего проводника. При наличии у заземляющего оборудования сотрясений или вибраций принимают меры против ослабления контакта (установка контргайки, контрящих шайб и т. д.). Контактные поверхности на электрооборудовании и у заземляющих проводников в местах болтового соединения зачищают до металлического блеска и покрывают тонким слоем вазелина. У силового трансформатора заземляющий проводник присоединяется к заземляющему болту на баке трансформатора. К каркасам вводных устройств (распределительных щитов и т. д.) заземляющие проводники привариваются не менее чем в двух местах к каркасу каждого отдельно стоящего щита. В сухих помещениях, не содержащих едкие пары и газы, заземляющие проводники допускается прокладывать непосредственно по стенам, а в сырых на расстоянии от стен не менее чем на 10 мм. При прокладке проводов в стальных трубах и использовании труб в качестве заземляющих проводников должны быть устроены металлические соединения между трубами и корпусами электрооборудования, в которые вводятся трубы. Кроме того, трубы должны быть надежно соединены с заземляющим устройством или с нулевым проводом. Если в качестве заземляющих проводников используются нулевые проводники, то во всех случаях они должны быть надежно соединены с заземляющим устройством.

Открыто проложенные заземляющие и нулевые защитные проводники должны иметь отличительную окраску — по зеленому фону желтая полоса вдоль проводника. Заземляющие проводники в помещениях должны быть доступны для осмотров.

Для успешного решения задач по созданию рациональных электрических установок в жилых и общественных зданиях и на городских предприятиях нужны квалифицированные электротехнические кадры, знающие методы проектирования, умеющие осуществлять монтажные работы и эксплуатацию электрооборудования.

В книге даны новые сведения по проектированию электрооборудования жилых и общественных зданий, технические характеристики электрооборудования и аппаратов, выпускаемых промышленностью нашей страны. Книга окажет большую помощь в подготовке специалистов в области электрооборудования гражданских зданий и коммунальных предприятий и будет полезна специалистам при проектировании и эксплуатации электрооборудования зданий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Цигельман И. Е. Электроснабжение гражданских зданий и коммунальных предприятий— М.: Высшая школа, 1982.
2. Цигельман И. Е., Тульчин И. К. Электроснабжение, электрические сети и освещение.— М.: Высшая школа, 1970.
3. Штремель Г. Х., Цигельман И. Е. Техника безопасности и противопожарная техника.— М.: Высшая школа, 1972.
4. Тульчин И. К., Нудлер Г. И. Электрические сети жилых и общественных зданий.— М.: Энергоиздат, 1983.
5. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования/Под ред. Круповича В. И.— М.: Энергия, 1981.
6. Справочная книга по светотехнике/Под ред. Айзенберга Ю. Б.— М.: Энергоиздат, 1983.
7. Справочная книга для проектирования электрического освещения/Под ред. Кнорринга Г. М.— М.: Энергия, 1976.
8. Инструкция по проектированию электрооборудования жилых зданий СН 544—82— М.: Стройиздат, 1983.
9. Инструкция по проектированию электрооборудования общественных зданий массового строительства СН 543—82 — М.: Стройиздат, 1982.
10. Правила устройства электроустановок (ПУЭ-82) — М.: Энергоиздат, 1982.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Атомные электростанции 10

Бассейн брызгальный 8
Башня охладитель (градирня) 8
Бойлер 9

Векторная диаграмма напряжений 93
Выключатель автоматический 169

Газотурбинная установка 5
Графики электрических нагрузок 17
Группы соединений обмоток трансформаторов 223
Главные понизительные подстанции (ТПП) 216

Деаэратор 8
Допустимые отклонения напряжения 89
Дроссель 31

Защитное заземление 305

Категории надежности электроснабжения 204
Комплектные конденсаторные установки 196
Короткозамыкатель 218

Лампы накаливания 24
— люминесцентные низкого давления 29
— дуговые кварцевые 39

Магнитные пускатели 173

Независимый источник питания 205

Напряжение короткого замыкания трансформатора 223

Освещенность 52
Отделитель 218

Предохранители плавкие 165
Повышение коэффициента мощности 192
Приводы к масляным выключателям 230
Подстанции 243
Прожекторы 46
Потеря напряжения 87
Пульсация светового потока 37

Разрядники 236
— максимального тока 288
Реле
— вспомогательные 293

Стробоскопический эффект 37

Трансформаторы 222

Ударный ток короткого замыкания 262
Условные обозначения типов трансформаторов 2223
Устройство защитного заземления 305

Цилиндрическая освещенность 54

Шинопроводы 112
Шкафы распределительные 184

Электропроводки 155
Электрические системы 14
Яркость освещения 23

Предисловие	3
Введение	4
Глава 1. Типы электрических станций и режимы их работы	5
§ 1.1. Тепловые электрические станции	5
§ 1.2. Атомные электрические станции	10
§ 1.3. Гидравлические электрические станции	13
§ 1.4. Некоторые сведения об электрических системах	14
Глава 2. Основные городские потребители электрической энергии и графики нагрузок	16
§ 2.1. Основные городские потребители электрической энергии	16
§ 2.2. Графики электрических нагрузок городских потребителей	17
Глава 3. Основные светотехнические понятия и единицы	19
§ 3.1. Световой поток. Пространственная плотность светового потока. Сила света	19
§ 3.2. Поверхностная плотность светового потока. Освещенность	21
§ 3.3. Яркость	23
Глава 4. Современные источники света	24
§ 4.1. Лампы накаливания	24
§ 4.2. Люминесцентные лампы низкого давления	29
§ 4.3. Характеристики и основные эксплуатационные особенности люминесцентных ламп	36
§ 4.4. Дуговые ртутно-кварцевые лампы высокого давления с исправленной цветностью ДРЛ и ДРИ	39
§ 4.5. Специальные разрядные лампы	41
Глава 5. Световые приборы	42
§ 5.1. Назначение осветительной арматуры	42
§ 5.2. Светотехнические показатели светильников	43
§ 5.3. Классификация светильников	45
§ 5.4. Проекторы	46
Глава 6. Основные принципы проектирования светотехнической части осветительных установок	48
§ 6.1. Выбор источника света	48
§ 6.2. Выбор системы освещения	50
§ 6.3. Виды освещения	51
§ 6.4. Выбор освещенности и коэффициента запаса. Качественные показатели	52
§ 6.5. Выбор типа светильника	54
§ 6.6. Размещение светильников	61
§ 6.7. Основные методы расчета освещения	64
Глава 7. Выбор сечений проводов и кабелей по допустимому нагреву электрическим током и экономической плотности тока	78
§ 7.1. Предельно допустимые температуры нагрева проводов и кабелей	78
§ 7.2. Длительно допустимая токовая нагрузка проводов и кабелей по нагреву	80

§ 7.3. Выбор и проверка проводов и кабелей по нагреву	83
§ 7.4. Выбор сечения проводов и кабелей по экономической плотности тока	85
Глава 8. Расчет трехфазных сетей напряжением до 10 кВ по потере напряжения	87
§ 8.1. Допустимые потери и отклонения напряжения	87
§ 8.2. Активное сопротивление проводов и кабелей	89
§ 8.3. Индуктивное сопротивление проводов и кабелей	91
§ 8.4. Определение потери напряжения сетей, обладающих активным и индуктивным сопротивлениями	93
§ 8.5. Определение сечений проводов и кабелей трехфазных линий по допустимой потере напряжения при постоянном сечении вдоль линии	98
Глава 9. Потери мощности и электроэнергии в линиях и трансформаторах	101
§ 9.1. Потери мощности	101
§ 9.2. Потери электроэнергии	103
Глава 10. Устройство осветительных и силовых сетей общественных, жилых зданий и предприятий	104
§ 10.1. Основные положения и определения	104
§ 10.2. Выбор напряжения сетей	105
§ 10.3. Вводные и вводно-распределительные устройства	106
§ 10.4. Схемы построения осветительных и силовых сетей	108
§ 10.5. Основные сведения по устройству осветительных и силовых сетей и установок общественных зданий и предприятий	114
§ 10.6. Виды применяемых электропроводок	116
Глава 11. Расчет осветительных сетей общественных зданий и предприятий	119
§ 11.1. Требования, предъявляемые к расчету осветительных сетей	119
§ 11.2. Определение расчетных нагрузок	120
§ 11.3. Выбор сечений нулевых проводов в трехфазных четырехпроводных осветительных сетях	122
§ 11.4. Расчетные потери напряжения	123
§ 11.5. Расчет по потере напряжения осветительных сетей	125
§ 11.6. Определение потери напряжения в линиях с равномерно распределенной нагрузкой	127
§ 11.7. Определение сечения проводов по наименьшему расходу цветного металла	130
Глава 12. Определение расчетных электрических силовых нагрузок общественных зданий и предприятий	132
§ 12.1. Определение расчетных силовых нагрузок методом коэффициента спроса	132
§ 12.2. Определение расчетных силовых нагрузок методом коэффициента максимума	136
§ 12.3. Определение расчетных нагрузок от однофазных электроприемников	142
§ 12.4. Определение пикового тока	143
§ 12.5. Определение расчетных электрических силовых нагрузок общественных зданий	144
Глава 13. Устройство и расчеты электрических сетей жилых зданий	152
§ 13.1. Устройство сетей	152
§ 13.2. Определение электрических нагрузок	156
§ 13.3. Особенности расчета электрических сетей жилых зданий	159
§ 13.4. Методика определения возможности пуска короткозамкнутого	

электродвигателя механизма при данных параметрах электрической сети здания	160
--	-----

Глава 14. Аппараты защиты и распределительные пункты (шкафы) в осветительных и силовых сетях	165
§ 14.1. Предохранители	165
§ 14.2. Автоматические выключатели	169
§ 14.3. Магнитные пускатели	173
§ 14.4. Требования, предъявляемые к защите осветительных и силовых сетей	178
§ 14.5. Выбор номинальных токов плавких вставок предохранителей, расцепителей автоматов и реле магнитных пускателей	179
§ 14.6. Распределительные пункты (шкафы, щиты) в осветительных и силовых сетях напряжением до 500 В переменного тока	184
Глава 15. Примеры расчета осветительной и силовой сетей	186
§ 15.1. Расчет осветительной сети	186
§ 15.2. Расчет силовой сети	187
§ 15.3. Расчет электрической сети жилого здания	189
Глава 16. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях	190
§ 16.1. Последствия повышенного потребления реактивной мощности электроприемниками	190
§ 16.2. Меры по уменьшению потребления реактивной мощности электроприемниками	192
§ 16.3. Компенсация реактивной мощности с помощью специальных компенсирующих устройств	194
§ 16.4. Компенсационные конденсаторные установки	196
§ 16.5. Места установки и схемы подключения конденсаторных батарей	199
Глава 17. Распределение электрической энергии внутри города и надежность (бесперебойность) электроснабжения городских потребителей	202
§ 17.1. Распределение электрической энергии внутри города	202
§ 17.2. Надежность электроснабжения городских потребителей	204
Глава 18. Электроснабжение общественных и жилых зданий по городским сетям	206
§ 18.1. Схемы построения городских питающих сетей напряжением 6—10 кВ	206
§ 18.2. Схемы построения городских распределительных сетей напряжением 6—10 кВ	208
§ 18.3. Схемы построения городских распределительных сетей напряжением до 1000 В	213
Глава 19. Электроснабжение городских предприятий	215
§ 19.1. Основные положения и определения	215
§ 19.2. Характерные принципиальные схемы внешнего электроснабжения	216
§ 19.3. Характерные принципиальные схемы внутреннего электроснабжения	219
Глава 20. Электрооборудование и принципиальные схемы электрических соединений распределительных пунктов и трансформаторных подстанций	221
§ 20.1. Электрооборудование распределительных пунктов и трансформаторных подстанций	221
§ 20.2. Устройство и принципиальные схемы электрических соединений распределительных пунктов и трансформаторных подстанций	238

§ 20.3. Выбор расположения подстанций и числа трансформаторов на них	247
§ 20.4. Выбор мощности трансформаторов и их перегрузочная способность	249
Глава 21. Определение токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1000 В и выше	252
§ 21.1. Общие сведения	252
§ 21.2. Система относительных единиц	253
§ 21.3. Определение сопротивлений основных элементов системы электроснабжения и результирующих сопротивлений цепи к.з.	256
§ 21.4. Короткое замыкание в трехфазной цепи, питающейся от электрической системы неограниченной мощности	260
§ 21.5. Короткое замыкание в трехфазной цепи с учетом изменения периодической составляющей тока	266
§ 21.6. Определение токов трехфазного короткого замыкания для различных моментов времени	268
§ 21.7. Определение токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1000 В	273
§ 21.8. Определение тока однофазного короткого замыкания и проверка условий срабатывания защитного аппарата при однофазном замыкании	276
Глава 22. Действия токов короткого замыкания на аппаратуру и токоведущие части электроустановок	278
§ 22.1. Динамическое действие токов короткого замыкания	278
§ 22.2. Термическое действие токов короткого замыкания	281
§ 22.3. Проверка электрических аппаратов и токоведущих частей по режиму короткого замыкания	284
Глава 23. Основные типы реле, применяемые в сетях напряжением выше 1000 В, и их назначение	287
§ 23.1. Назначение релейной защиты и основные требования, предъявляемые к ней	287
§ 23.2. Классификация реле и группы основных реле, применяемых в релейной защите	288
§ 23.3. Вторичные реле максимального тока прямого действия	288
§ 23.4. Вторичные реле максимального тока косвенного действия	290
§ 23.5. Виды вспомогательных реле	293
Глава 24. Принципиальные схемы защиты кабельных, воздушных линий и трансформаторов	295
§ 24.1. Защита кабельных и воздушных линий напряжением выше 1000 В	295
§ 24.2. Защита силовых трансформаторов	300
Глава 25. Заземляющие и зануляющие устройства в электрических установках	303
§ 25.1. Возможность поражения человека электрическим током	303
§ 25.2. Устройство защитных заземлений и занулений	305
§ 25.3. Расчет заземляющих устройств	308
§ 25.4. Монтаж сети защитного заземления и зануления	311
Заключение	313
Литература	314
Предметный указатель	315

Учебное издание

Игорь Ефимович Цигельман

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГРАЖДАНСКИХ ЗДАНИЙ И КОММУНАЛЬНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Зав. редакцией В. И. Трефилов. Редактор Е. А. Орехова. Младший редактор Л. А. Романова.
Переплет художника В. Н. Панферова. Художественный редактор Т. М. Скворцова. Техни-
ческий редактор Е. И. Герасимова. Корректор С. К. Завьялова

ИБ № 6111

Изд. № ЭР-437.

Сдано в набор 14.07.87.

Подп. в печать 30.11.87.

Т—19079.

Формат 60×88¹/₁₆.

Бум. офсетная № 2.

Гарнитура литературная.

Печать офсетная.

Объем 19,6 усл. печ. л.

19,6 усл. кр.-отт.

20,83 уч.-изд. л.

Тираж 20 500 экз. Зак. № 1476.

Цена 95 коп.

Издательство «Высшая школа», 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14.

Московская типография № 8 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли, 101898, Москва, Центр, Хохлов-
ский пер., 7.